



UNIVERSIDADE DO MINHO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E RECURSOS DO MAR

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

RELATÓRIO DE PROJETO DE LICENCIATURA

ANO LETIVO 2017/2018 – 4º ANO

**Tema: Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de
água de abastecimento/redução dos custos energéticos
convencionais altíssimos**

Autor: Kenedy D. dos Santos, N.º3260

Orientador: Doutor José Pedro Duarte Fonseca

Coordenação: João Dias, Ph.D

Mindelo, 2018

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

CURSO DE LICENCIATURA EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

**RELATÓRIO DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
ANO LECTIVO 2017/2018**

**INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
BOMBAGEM DE ÁGUA DE ABASTECIMENTO/REDUÇÃO DOS
CUSTOS ENERGÉTICOS CONVENCIONAIS ALTÍSSIMOS**

AUTOR: KÉNEDY O. DOS SANTOS, N.º3260

ORIENTADOR: JOSÉ PEDRO DUARTE FONSECA

MINDELO, 2018

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

Kénedy Olavo dos Santos

INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA BOMBAGEM DE ÁGUA DE ABASTECIMENTO/REDUÇÃO DOS CUSTOS ENERGÉTICOS CONVENCIONAIS ALTÍSSIMOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à **Universidade do Mindelo** como parte dos
requisitos para obtenção do grau de
Licenciatura em Engenharia em Energias
Renováveis

Orientador:

José Pedro Duarte Fonseca

Mindelo, 2018

RESUMO

Devido a grande procura energética, os combustíveis fósseis estão a esgotar-se, consequentemente o aumento do preço da eletricidade e ainda nem todas as comunidades tem acesso a eletricidade. Por outro lado a aumento da população em alguns países do mundo ainda é um grande problema, porque isso acarreta outros problemas relacionados com a quantidade de água e consequentemente de alimentos disponíveis. Como sabemos desde os primórdios a água constitui um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento da humanidade.

Atualmente a água pode ser bombeada das bacias hidrográficas por meio de sistema de bombagem porem o custo da água extraída dessas fontes varia de acordo com a tecnologia energética utilizada. Através da energia solar fotovoltaica por exemplo é possível bombear a água para o consumo ou agricultura com custos menores de operação e manutenção se comparadas com a bombagem de água utilizando geradores de combustão a gásóleo.

Em Cabo Verde tanto a energia elétrica quanto a água ainda constituem algum problema para algumas localidades do país. Nas últimas duas décadas, a tecnologia de bombeamento fotovoltaico experimentou considerável progresso. Componentes como inversores, condicionadores de potência e motobombas foram aperfeiçoados e melhorada sua capacidade de adaptação. A queda no preço dos geradores, acompanhada pelo aumento da eficiência do conjunto de bombeamento fotovoltaico (gerador mais motobomba), fizeram com que esses sistemas se tornassem uma das opções mais viáveis para o atendimento a pequenas comunidades rurais.

Este trabalho descreve sistemas de abastecimento de água, apresenta configurações de conjuntos de bombeamento fotovoltaico, mostra as características operacionais e aborda aspetos de projeto. O trabalho inclui expressões de cálculo, assim como informações sobre custos e confiabilidade dos sistemas de bombeamento.

Palavra-chave: Energia solar fotovoltaico, bombeamento fotovoltaico, água.

ABSTRACT

Due to high energy demand, fossil fuels are running out, consequently increasing the price of electricity and not yet all communities have access to electricity. On the other hand the increase of the population in some countries of the world is still a big problem, because this causes other problems related to the amount of water and consequently of food available. As we know from the beginning water is one of the fundamental pillars for the development of humanity.

Currently water can be pumped from the river basins by means of a pumping system but the cost of water extracted from these sources varies according to the energy technology used. Through photovoltaic solar energy for example it is possible to pump the water for consumption or agriculture with lower costs of operation and maintenance compared to water pumping using diesel fuel generators.

In Cape Verde both electricity and water are still a problem for some localities in the country. In the last two decades, photovoltaic pumping technology has made considerable progress. Components such as inverters, power conditioners and motor pumps have been optimized and improved their adaptability. The drop in the price of generators, accompanied by the increase in the efficiency of the photovoltaic pumping unit (generator plus motor pump), made these systems become one of the most viable options for serving small rural communities.

This work describes water supply systems, presents configurations of photovoltaic pumping assemblies, shows the operational characteristics and addresses design aspects. The work includes calculation expressions as well as information on costs and reliability of the pumping systems.

Keyword: Photovoltaic solar energy, photovoltaic pumping, water.

AGRADECIMENTOS

O presente relatório não seria possível sem toda a ajuda e paciência que recebi por parte de muitas pessoas. Gostaria de agradecer a todos aqueles que esclareceram pacientemente as dúvidas que lhes coloquei.

A todos aqueles que mostraram sempre a maior disponibilidade para me ajudar no desenvolvimento deste trabalho devo um enorme obrigado.

Um grande obrigado ao Professor Doutor José Pedro Duarte Fonseca por toda a ajuda e orientação.

Por último, gostaria de agradecer à minha inestimável família pelo constante apoio e incentivo e a todos os meus amigos por me aturarem nestes últimos meses, principalmente a minha namorada.

ÍNDICE

Resumo	V
Abstract.....	VI
Agradecimentos	VII
Índice	VIII
Índice de Figuras	XII
Índice de Tabelas	XIV
I. Introdução.....	15
1.1 Justificativa	16
1.2 Objetivos	18
1.2.1 Objetivos gerais	18
1.2.2 Objetivos específicos:.....	18
1.3 Metodologia	19
1.4 Estrutura do trabalho.....	19
II. Revisão da literatura.....	21
2.1 Mudanças climáticas.....	21
2.2 Radiação solar.....	21
2.3 Energia solar	22
2.4 Energia solar fotovoltaica	22
2.4.1 Breve histórico da tecnologia fotovoltaica	24
2.4.2 Efeito fotovoltaico	26
2.4.3 Vantagens e desvantagens da ESF	29
2.4.4 Sistemas fotovoltaicos	31
2.5 Sistema de bombagem fotovoltaico	33
2.5.1 Histórico e Principais Projetos	34
2.5.2 Motobomba.....	36

2.5.3	Comparação de sistemas de bombeamento de água.....	37
2.5.4	Articulação entre Gerador fotovoltaico e Conjunto de bombas	38
III.	Abordagem teórica e definição de conceito	40
3.1	Modelo matemático	40
3.1.1	Modelo simplificado.....	40
3.2	Estudo dos pontos de funcionamento	41
3.2.1	Curto-circuito exterior	41
3.2.2	Circuito aberto	42
3.3	Potência elétrica, rendimento e fator de forma	42
3.4	Aplicação do modelo	44
3.4.1	Modelo simplificado de duas resistências	46
3.4.2	Modelo de dois díodos.....	47
3.5	Influência da temperatura e da radiação incidente.....	48
3.5.1	Temperatura da célula	48
3.5.2	Radiação incidente.....	49
3.6	A corrente inversa máxima de saturação	50
3.7	Variação da corrente de curto-circuito.....	50
3.8	Localização e orientação dos módulos	51
3.9	Ângulo solar e sombreamento	51
3.9.1	Determinação do ângulo solar	51
3.9.2	Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados.....	53
3.10	Associação das células fotovoltaicas	55
3.1.1	Associação das células em paralelo.....	55
3.1.2	Associação das células em série	55
3.11	Díodo de proteção.....	56
3.11.1	Díodo <i>bypass</i>	56
3.11.2	Díodo de bloqueio	57

3.12	Característica elétricas dos módulos fotovoltaicos	57
3.13	MPPT	59
3.14	Inversor	60
3.15	Estimativa da radiação produzida	60
3.15.1	Radiação	60
3.15.2	Temperatura.....	60
3.16	Energia produzida	61
3.16.1	Estimativa rápida da Energia produzida.....	62
IV.	Re-estruturação das estações de bombagem.....	63
4.1	Descrição das localidades e estações de bombagem.....	63
4.2	Princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico.....	65
4.3	Pressupostos para dimensionamento	66
4.4	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	66
4.5	Resumo técnico dos equipamentos dos sistemas	76
4.5.1	Painéis solares	76
4.5.2	Inversores	76
4.5.3	Suportes e armação para instalação dos módulos.....	77
4.5.4	Quadro de média tensão	77
4.5.5	Transformador de potência.....	78
4.5.6	Cablagens	78
4.5.7	Sistema de proteção contra contactos diretos e indiretos	78
V.	Operação e manutenção do sistema	80
5.1	Recomendações de segurança.....	80
5.2	Procedimentos de manutenção preventiva de Sistemas fotovoltaicos.....	81
5.2.1	Gerador fotovoltaico.....	82
5.3	Procedimentos de inspeção e manutenção corretiva de sistemas fotovoltaicos	
	85	

5.4	Verificações típicas de sistemas de microgeração conectados a rede.....	90
5.5	Equipe de operação e manutenção	91
5.6	Gestão de estoque de peças de reposição e bens de consumo	91
5.7	Sistema de vigilância	91
5.8	Sistema de monitoramento.....	92
5.9	Seguro	92
5.10	Análise de dados de um sistema fotovoltaico	92
VI.	Estudo da Viabilidade energética	94
VII.	Estudo da Viabilidade económica	98
VIII.	Estudo dos impactos do Projecto.....	101
8.1	Impactos ambientais	101
8.2	Impactos socioeconómicos	101
IX.	Conclusões.....	102
9.1	Perspetivas futura.....	104
9.2	Recomendações	104
X.	Referências Bibliográficas	106
XI.	Anexos	108
A.	Informações do módulo utilizado	108
B.	Informações do inversor dimensionado STP 17000TL-10.....	110
C.	Quadro DC a ser utilizados.....	112
D.	Sistema de monitorização e controle	113
E.	Quadro modulares a ser utilizados	114
F.	Transformador a ser utilizado.....	115
G.	Esquema final do sistema dimensionado.....	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Evolução da capacidade instalada acumulada de ESF no mundo (MACKAY, 2013).	23
Figura 2 Efeito Fotovoltaico (CEPEL/CRESESB, 1999)	28
Figura 3 Curva de Eficiência de SQ e máxima eficiência (CEPEL-CRESESB, 2004)	29
Figura 4 Esquema simplificado de um sistema isolado (COGEN, 2012).	32
Figura 5 Esquema simplificado de um sistema Híbrido (COGEN, 2012).	32
Figura 6 Diagrama esquemático representando uma instalação fotovoltaica conectada à rede (ABINEE, 2012).	33
Figura 7 Esquema de um sistema de bombeamento fotovoltaico (VILELA & FRAIDENRAICH, 1999)	33
Figura 8 Exemplos de configuração de sistemas de bombeamento fotovoltaico (FEDRIZZI, 1997)	36
Figura 9 Célula fotovoltaica como um díodo de três parâmetros (CASTRO, 2004)	40
Figura 10 Esquema equivalente célula fotovoltaica, modelo de duas resistências (CASTRO, 2004)	47
Figura 11 Equivalente célula fotovoltaica, modelo de dois díodos (CASTRO, 2004)	48
Figura 12 Variação da curva I-V com a temperatura; resultados experimentais (GREENPRO, 2004)	49
Figura 13 Variação da curva I-V com a radiação incidente; resultados experimentais (GREENPRO, 2004)	49
Figura 14 Definição do ângulo horário solar h_s (CND), declinação solar δ_s (VOD), e a latitude L (POC). P é o ponto de localização do observador. (FALCÃO, 2008)	52
Figura 15 Sombreamento dum campo fotovoltaico inclinado (GREENPRO, 2004)	54
Figura 16 Conexão de células em paralelo (CEPEL, 2006)	55
Figura 17 Arranjo das células em série (CEPEL, 2006)	56
Figura 18 Possível ligação para um díodo bypass entre células (CEPEL, 2006)	57
Figura 19 Díodo de bloqueio (CEPEL, 2006)	57
Figura 20 Localização geográfica Ribeira Grande em Santo Antão, Cabo Verde (FONTE: NASA)	64
Figura 21 Componentes típicos para uma instalação PV conectada à rede (FONTE PRÓPRIA)	65

Figura 22 GHI mensal (FONTE PRÓPRIA) _____	72
Figura 23 Temperatura dos módulos (FONTE PRÓPRIA) _____	73
Figura 24 Energia produzida por cada módulo (FONTE PRÓPRIA) _____	76
Figura 25 Geração de energia elétrica mensal (FONTE PRÓPRIA). _____	95
Figura 26 Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda (FONTE PRÓPRIA). _____	96
Figura 27 Geração de energia elétrica mensal (FONTE PRÓPRIA). _____	97
Figura 28 Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda (FONTE PRÓPRIA). _____	97
Figura 29 Quadro DC _____	112
Figura 30 Sensor Box _____	113
Figura 31 Remote controle _____	113
Figura 32 WebBox _____	113

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 Comparação de sistemas de bombagem (VILELA & FRAIDENRAICH, 1999)	37
Tabela 2 Determinação do dia do ano n.(DUFFIE & BECKMAN, 2013)	53
Tabela 3 Dados fornecido pelo Fabricante	66
Tabela 4 Informações sobre o inversor escolhido fornecido pelo Fabricante	68
Tabela 5 Radiação e temperatura mensal	72
Tabela 6 Resumo dos resultados obtidos (FONTE PRÓPRIA)	75
Tabela 7 Quadro sobre manutenção corretiva no gerador fotovoltaico	86
Tabela 8 Quadro sobre manutenção corretiva no inversor	87
Tabela 9 Verificações típicas de sistemas de microgeração conectados a rede	90
Tabela 10 Dados sobre energia produzida pelo Módulo (FONTE PRÓPRIA)	94
Tabela 11 Dados de produção anual (FONTE PRÓPRIA)	94
Tabela 12 Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal (FONTE PRÓPRIA)	95
Tabela 13 Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal (FONTE PRÓPRIA)	96

I. INTRODUÇÃO

A água é, evidentemente, o fator físico mais influente sobre as condições de vida no meio rural do semiárido. É um produto que, mesmo sem ser raro, é encontrado em quantidades limitadas e nem sempre está disponível na superfície do solo, necessitando em muitos casos, ser retirada de poços ou cacimbas cavadas no subsolo. Portanto, sua utilização deve ser otimizada. No meio rural ainda hoje é um desafio colocar água a disposição e em volume suficiente para dar melhores condições de vida à população. Um dos elementos que viabiliza o fornecimento de água é a energia elétrica. Porém, a rede de distribuição convencional deixa de abastecer um número expressivo da população rural.

A localização geográfica de Cabo Verde, próxima ao equador, confere a esta região elevados índices de insolação, tornando o Sol um recurso natural abundante, o que indica a viabilidade técnico-econômica de projetos de geração fotovoltaica autônomos não conectados a rede elétrica.

O bombeamento de água é uma das aplicações mais nobre da tecnologia solar fotovoltaica, cujos componentes são altamente eficientes. Existem inúmeras configurações de sistemas de bombeamento: para poços profundos e rasos; utilização de bombas superficiais, imersas e flutuantes, podendo ser ainda acionadas por motores de corrente contínua ou alternada. Enfim, para dadas condições hidráulicas da fonte de água, das necessidades de água, e da quantidade de energia elétrica fornecida pelos módulos fotovoltaicos, existirá uma configuração otimizada para o sistema de bombeamento. Tendo em vista o avanço tecnológico experimentado nos últimos anos pela tecnologia de bombeamento e o decorrente crescimento de sua aplicação para o abastecimento de água a comunidades rurais remotas em Cabo Verde e no mundo, busca-se com este trabalho, recuperar as informações mais relevantes relativas ao estado da arte da tecnologia e ao histórico do desenvolvimento de projetos desta natureza.

Apesar de o efeito fotovoltaico ter sido observado pela primeira vez pelo físico francês Edmund Becquerel, em 1839, e as primeiras aplicações datarem da década de

1950, o bombeamento fotovoltaico somente se deu de forma comercial no final da década de 1970. Até 1990 não mais de 10.000 sistemas haviam sido instalados em todo o mundo. Na última década, no entanto, seu número aumentou sensivelmente e, ainda que não se tenha contabilizado com precisão, o último estudo de previsão da expansão realizado pela União Europeia, mostra cifras da ordem de 150.000 sistemas de bombeamento fotovoltaico instalados até o ano de 2010 (FEDRIZZI, 1997).

Segundo FREDRIZZI (1997) um dos fatores que contribuiu para a disseminação da opção de bombeamento fotovoltaico foi a redução dos preços de seus componentes. A evolução do preço do módulo fotovoltaico no mercado internacional foi de US\$ 20,00/Wp, em 1970, para US\$ 3,50/Wp atualmente, e para sistema de bombeamento fotovoltaico como um todo (módulos, acondicionamento de potência e conjunto motobomba), passou de US\$ 50,00/Wp, em 1970, para menos de US\$ 9,00/Wp.

O presente documento apresenta assim o estudo técnico-económico preliminar referente a dois sistemas de energia renovável fotovoltaica de 15kWp cada, para a estação de bombagem de Ponta do Sol e Pedrene (Ribeira da Torre). Atendendo às condições de radiação solar nos respetivos locais, prevê-se uma produção mensal média de cerca de 1.728 kWh. Ajustando devidamente o horário de funcionamento das estações de bombagem, prevê-se que os dois sistemas solares fotovoltaicos venham a contribuir em média para a redução da fatura mensal de eletricidade em cerca 48% na estação de bombagem de Ponta do Sol em 52% na estação de bombagem de Pedrene, com níveis muito baixos de injeção de energia fotovoltaica na rede pública.

Atendendo ao fator de emissão para Santo Antão aprovado pelo CDM em Março de 2016 (0.70657 tCO₂/kWh), o projeto ira contribuir para reduzir anualmente a emissão de 29,3 tCO₂/ano.

1.1 Justificativa

A população do Concelho da Ribeira Grande de Santo Antão vem sendo abastecida com água potável, na sua grande maioria, graças aos vários furos de exploração de água subterrânea. A Câmara Municipal da Ribeira Grande vem assegurando o abastecimento da população, através da exploração destes furos. Com a expansão da eletrificação rural

no Conselho, a maior parte dos furos estão equipados com bombas elétricos submersíveis, alimentadas pela rede pública.

A estação de bombagem da Ponta do Sol (FA-44) situada na localidade de Ribeira de Ponta do Sol é atualmente a única fonte de abastecimento de água à Cidade de Ponta do Sol, com uma população atual de total de 2.143 habitantes, sendo 1.047 do sexo feminino e 1.096 do sexo masculino distribuídos por 480 Famílias, 170 (35,4%) das quais chefiadas por mulheres (*fonte INE 2010*). Trata-se de um furo com a profundidade de 44 metros, que se encontra equipado com uma bomba de 11 kW de potência, sendo a altura de elevação de 80 metros.

Para cobrir a necessidade diária de cerca de 200 m³/dia, a bomba que debita um caudal horário de 20 m³/hora, vem funcionando cerca de 10 horas por dia durante sete dias por semana. A bomba é alimentada através da rede pública, conduzindo a um consumo médio mensal de 3.622kWh, equivalente a um custo médio mensal de 113.783 ECV (1.365.000 ECV / ano).

Por seu lado, a estação de bombagem de Pedrene em Ribeira da Torre (FA-71) abastece toda a Cidade da Ribeira Grande (Povoação) e arredores, com uma população atual de 2.805 habitantes, sendo 1.427 do sexo feminino e 1.378 do sexo masculino distribuídos por 779 Famílias, 310 (39,8%) das quais chefiadas por mulheres (*fonte INE2010*). O furo de Pedrene tem a profundidade de 46 metros, está equipado com uma bomba submersível de 11 kW de potência, sendo a altura de elevação de 50 metros.

A bomba funciona 12 horas por dia, com um caudal horário de 24 m³/hora, totalizando assim 288 m³/dia, durante sete dias por semana. A bomba é alimentada através da rede pública, apresentando um consumo média mensal de 3.328 kWh, equivalente a um custo médio mensal de 105.627 ECV (1.268.000 ECV / ano).

O funcionamento dos dois sistemas de abastecimento de água às populações, sendo imprescindíveis para a segurança do abastecimento de água potável às duas principais urbes do Concelho, vem representando um esforço financeiro enorme para a Câmara Municipal, com repercussões no equilíbrio financeiro do Município.

Neste âmbito e para inverter a situação atual, o projeto propõe instalar em cada uma das estações de bombagem um sistema solar fotovoltaico ligado à rede, com o objetivo de, por um lado, reduzir a fatura mensal de eletricidade, e por outro, contribuir para os objetivos globais do país no que se refere à promoção das energias renováveis e consequentemente, à redução da emissão de gases com efeito de estufa.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos gerais

Objetivo será determinar e apresentar de forma simplificada, uma metodologia de dimensionamento de Sistemas de Bombeamento Fotovoltaico que tenha larga aplicabilidade no território nacional, oferecendo um grau aceitável de confiabilidade e que seja de fácil utilização por parte dos técnicos envolvidos e também apresentar estudos de casos, com várias opções de tecnologias de bombeamento, os quais possam servir de referencial para uma primeira aproximação na determinação das condições nas quais a opção fotovoltaica é a mais indicada do ponto de vista económico-financeiro, em detrimento das demais.

1.2.2 Objetivos específicos:

- Aplicar conhecimentos matemáticos, tecnológicos e instrumentais à engenharia;
- Projetar e simular o funcionamento e interpretar resultados;
- Desenvolver o conhecimento na área da pesquisa;
- Aplicar conhecimentos adquiridos anteriormente no curso;
- Usar energia limpa para o abastecimento;
- Elaboração do meu projeto de conclusão do curso;
- Comunicar-se eficientemente nas formas escrita, oral e gráfica;
- Avaliar a viabilidade económica de projetos de engenharia.

1.3 Metodologia

Antes do mais, para a elaboração do projeto em causa, será necessário um conhecimento real e pormenorizado das condições do consumo de energia elétrica (potência) da instalação a ser projetada.

Ao mesmo tempo há que fazer uma pesquisa bibliográfica e documental, recolha dos dados e com base em síntese de conhecimentos anteriores, chegar á melhor solução do problema. Por último, fazer o dimensionamento dos painéis solares com as características necessárias para a instalação.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está subdividido em nove capítulos, sendo descritos a seguir:

O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o tema proposto, justificação, objetivos e metodologia para o desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 2 encontra-se uma revisão bibliográfica sobre a radiação solar e energia solar fotovoltaica e o bombeamento fotovoltaico.

No Capítulo 3 encontra-se uma abordagem teórica e uma definição de conceitos importantes sobre a tecnologia fotovoltaica e o seu dimensionamento.

No Capítulo 4 são apresentados os fundamentos para reestruturação de duas estações de bombagens por meios da tecnologia fotovoltaica. É detalhado o sistema proposto e sua produtividade calculada através de dados climáticos e de irradiância.

No Capítulo 5 baseia-se sobre um aspeto de extrema importância Operação e manutenção do sistema proposto.

No Capítulo 6 é apresentado um estudo sobre a viabilidade energética onde fez-se um pequeno resumo dos resultados energéticos dimensionados no capítulo 4.

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

No Capítulo 7 encontra-se um estudo da viabilidade económica do projeto onde fundamenta-se aspetos económico-financeiros do sistema proposto.

No Capítulo 8 encontra-se o estudo dos impactos do projeto.

No Capítulo 9 são apresentadas as conclusões do trabalho.

II. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Mudanças climáticas

A utilização crescente de recursos energéticos finitos, nomeadamente os recursos fósseis apresentam impactes no clima e no meio ambiente, estes sofrem impactos e prejuízos irreversíveis que aumentam com a utilização de combustíveis fósseis.

Este problema deve-se à emissão de substâncias perigosas, tais como o dióxido de enxofre, monóxido de nitrogénio e dióxido de carbono. O dióxido de enxofre e o monóxido de nitrogénio são substâncias, que contribuem para o aparecimento de chuvas ácidas, enquanto o dióxido de carbono contribui para o aumento do efeito de estufa, que é responsável pelo aquecimento da atmosfera terrestre. Neste momento a concentração de CO₂ na atmosfera aumenta a taxas cada vez mais elevadas. Uma das formas de evitar todos esses problemas ambientais é a utilização da energia solar fotovoltaica (CEPEL, 2007).

2.2 Radiação solar

Segundo DUFFIE & BECKMAN (2013) a radiação solar é a designação dada à energia radiante emitida pelo sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. O espectro da radiação eletromagnética emitida pelo Sol segue a distribuição do espectro de emissão de um corpo negro a cerca de 6000 K.

A radiação solar, após atravessar a atmosfera, atinge a superfície terrestre com três componentes:

- Radiação direta - atinge diretamente a superfície;
- Radiação difusa - desviada em diferentes direções pelos componentes da atmosfera;
- Radiação refletida - refletida pelo solo (albedo) e objetos circundantes;

A restante radiação solar é absorvida ou refletida para fora da atmosfera pelos elementos atmosféricos (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

2.3 Energia solar

Segundo JEAN & BULOVIĆ (2015) no topo da atmosfera da Terra, a energia proveniente do Sol tem uma densidade de 1366 W/m^2 , o que corresponde a 174 000 TW incidentes no planeta. Devido a fenómenos de absorção e dispersão na atmosfera, cerca de 70% desta energia atinge o solo, ou seja, 121 800 TW. Esta energia não é uniformemente distribuída: varia com a posição geográfica do local, com a sazonalidade, com a hora do dia e com as condições meteorológicas. Em resultado, a energia solar média global que atinge o solo é de 183 W/m^2 . Esta energia não é uniformemente distribuída: varia com a posição geográfica do local, com a sazonalidade, com a hora do dia e com as condições meteorológicas. Em resultado, a energia solar média global que atinge o solo é de 183 W/m^2 .

O aproveitamento da energia solar divide-se em energia solar térmica e fotovoltaica. A primeira utiliza a radiação solar para produção de energia térmica, a qual é utilizada diretamente (por exemplo, em sistemas de aquecimento de água) ou como meio (por exemplo, para produção de eletricidade). O aproveitamento fotovoltaico, por outro lado, baseia-se na conversão direta da energia solar em eletricidade através de células fotovoltaicas. A energia elétrica produzida por uma única célula fotovoltaica não é significativa do ponto de vista do consumidor de energia e, por isso, as células são dispostas em conjunto e ligadas entre si em módulos fotovoltaicos (JEAN & BULOVIĆ, 2015).

A previsão do consumo total da população mundial em 2020 é de cerca de 20 TW e, apesar do recurso solar ser muito superior, como referido anteriormente, de forma a analisar o potencial de produção de energia solar numa dada região é necessário identificar os perfis de radiação solar na região e os perfis de consumo locais (JOHNSON, 2009; MACKAY, 2013).

2.4 Energia solar fotovoltaica

Segundo MACKAY (2013) energia fotovoltaica consiste na conversão direta da luz do sol em eletricidade, utilizando painéis fotovoltaicos. O efeito fotovoltaico foi relatado

por Edmund Becquerel, em 1839, como aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

O investimento em energia solar fotovoltaico é o que tem crescido mais em termos relativos, como é possível verificar na Figura 1. Mantendo o ritmo atual, a tendência de evolução da ESF tem capacidade para superar as expectativas previstas para 2025, prevendo-se 750 TWh de energia produzida nesse ano, dos quais 360 TWh serão em países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) (IEA, 2016).

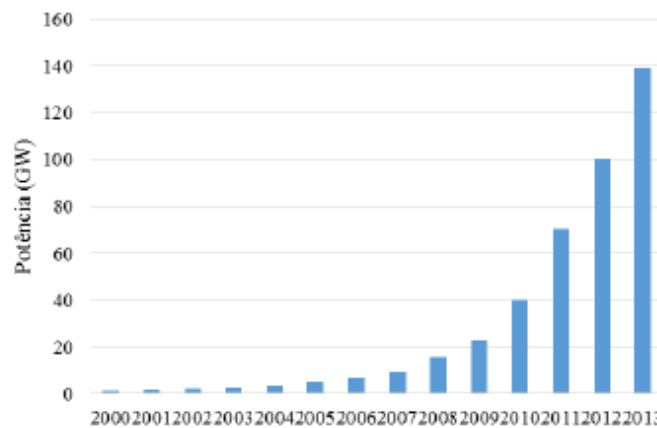


Figura 1 Evolução da capacidade instalada acumulada de ESF no mundo (MACKAY, 2013).

Segundo DAVIS & PYPHER (2015) em 2014, os líderes mundiais da capacidade fotovoltaica instalada foram a China (10,6 GW), o Japão (9,7 GW) e os EUA (6,2 GW); quanto aos países europeus, nesse ano os maiores mercados não instalaram tanta capacidade como nos anos anteriores: 1,9 GW e 0,4 GW na Alemanha e Itália, respetivamente. Apesar desta desaceleração, a Europa mantém-se como o continente com maior capacidade fotovoltaica instalada, albergando os países com maior penetração de fotovoltaico no *mix* energético (entre 7 e 8% na Itália, Grécia e Alemanha).

A rápida e contínua implantação da energia solar fotovoltaica assenta em parte considerável em políticas e incentivos de apoio às energias renováveis, como o estabelecimento de tarifas subsidiadas. No entanto, para um crescimento sustentável da implantação da energia solar fotovoltaica, a aplicação destas medidas de apoio deve ser

efetuada de forma ponderada e informada, pois pode resultar num atraso da implementação da tecnologia por via do enfraquecimento da confiança dos investidores (IEA, 2016).

2.4.1 Breve histórico da tecnologia fotovoltaica

(1839, Edmund Becquerel)

Físico experimental francês, descobriu o efeito fotovoltaico num eletrólito.

(1876, Adams e Day)

Detetam igualmente o fenómeno no Selénio e constroem a primeira célula fotovoltaica com rendimento estimado de 1%.

(1883, Charles Fritts)

Um inventor americano, descreveu as primeiras células solares construídas a partir de camadas – “wafers” - de Selénio.

(1916, Millikan)

Forneceu a prova experimental do efeito fotoelétrico.

(1918, Czochralski)

Desenvolveu um processo de crescimento de cristais de Silício (Si) a partir de um único cristal.

(1923, Albert Einstein)

Recebeu o prémio Nobel pelos trabalhos do efeito fotoelétrico

(1930, Shottky)

Estabelece a teoria do efeito fotovoltaico.

(1940/50)

Desenvolve-se o método Czochralski para obtenção de Si de elevado grau de pureza, sob a forma de lingote monocristalino, para fins industriais.

(1954)

Realização prática da primeira célula solar de Si monocristalino (Pearson, Fuller, Chapin). Descoberta do efeito fotovoltaico no Arsenieto de Gálio (GaAs), por Welker, e em cristais de Sulfureto de Cádmio (CdS), por Reynolds e Leies.

(1956)

Primeiras aplicações terrestres da conversão fotovoltaica (luzes de flash, boiás de navegação, telecomunicações).

(1958)

Primeiras aplicações espaciais - satélite VANGUARD-1 – que continuaram com o satélite EXPLORER-6, a nave espacial NIMBUS (1964) com um sistema de 470 Wp, o observatório ORBITING (1966) com 1 kWp e o satélite OVI-13 (1968), lançado com dois painéis de CdS.

(1959)

Realização das primeiras células de Si multicristalino.

(1963)

No Japão foi instalado num farol, um sistema com 242 Wp fotovoltaico (a maior do mundo desse tempo).

(1972)

Com tecnologia de células CdS, foi instalado pela França, na cidade de Níger, um sistema que alimentava uma televisão difundindo a Tele-escola.

(1976)

Fabrico das 1^{as} células de Si amorfo (Carlson e Wronski da RCA).

(1981-83)

Foram instalados sistemas de demonstração, vocacionados para aplicações de eletrificação de edifícios, produção de água potável, etc.

(1982)

A produção mundial fotovoltaica ultrapassou 9,3 MW e, desde então não tem parado de crescer.

(1996)

Produção anual mundial de 80MWp de células fotovoltaica.

(1999)

Potência instalada acumulada atinge primeiro GWp.

(2002)

Potência instalada dobra e relação a 1999.

(2012)

Potência instalada acumulada supera 100 GWp. (CEPEL/CRESESB, 2014)

2.4.2 Efeito fotovoltaico

Segundo ZILLES ET AL. (2012) o princípio de funcionamento de células fotovoltaicas está baseado no *efeito fotovoltaico*, observado pela primeira vez pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Esse efeito ocorre em certos materiais semicondutores capazes de absorver a energia dos fótons presentes na radiação luminosa e transformá-la em eletricidade. Ele percebeu que uma solução de um eletrólito com elétrodos de metal, quando exposta a radiação solar, tem sua condutividade aumentada. Em 1876, Adams e Day percebem que uma junção de selênio e platina desenvolve o efeito fotovoltaico quando exposta à luz solar. Com o desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores, tornou-se possível o crescimento da indústria fotovoltaica, acelerada pela sua utilização em aplicações aeroespaciais e militares. Na década de 60, quase todos os satélites lançados no espaço possuíam módulos fotovoltaicos para suprimento de energia elétrica.

Segundo RANPINELLI (2007) na natureza existem materiais que são classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuir uma banda de

valência preenchida totalmente por elétrons e uma banda de condução, com ausência de elétrons em baixas temperaturas. A separação entre estas bandas de energia, conhecida como *gap* de energia, é da ordem de 1 eV, enquanto que para os materiais isolantes, esse valor de *gap* é várias vezes maior. Essa característica especial faz com que os semicondutores tenham sua condutividade aumentada com o aumento da temperatura, devido à excitação térmica de portadores da banda de valência para a banda de condução. Essa propriedade permite que fótons, na faixa visível, com energia superior ao *gap* do material, excitam elétrons, liberando-os da banda de valência para a banda de condução.

Material semicondutor mais utilizado é o Silício cujo átomo possui quatro elétrons na camada de valência, formando uma rede cristalina na ligação com as vizinhanças. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação eles se incorporam à rede cristalina por meio de quatro ligações covalentes com os átomos de silício e um elétron livre. Esse processo, chamado de dopagem, gera um aumento no número de elétrons livres fracamente ligados ao átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica este elétrons se liberte para a banda de condução. O Fósforo é um elemento bastante utilizado por possuir cinco elétrons na banda de valência, e diz-se que o fósforo é um dopante doador de elétrons denominado *dopante n* ou *impureza n*.

Analogamente, ao introduzirem-se átomos com três elétrons na camada de valência, haverá uma falta de elétrons nas ligações com o silício, gerando assim uma *lacuna*. Dessa maneira, com pouca excitação térmica, um elétron de uma ligação vizinha pode passar para essa posição, fazendo com que a *lacuna* se desloque. O Boro é um elemento utilizado para a *dopagem* do silício, sendo um *dopante p*.

À temperatura ambiente há energia suficiente para que os elétrons do átomo de fósforo estejam livres, bem como as lacunas na camada tipo *p* criados pelo átomo de Boro.

Partindo de um silício puro, se em uma metade ele for dopado com Boro enquanto em outra metade ele for dopado com átomos de Fósforo, será formado o que se chama de junção *pn*. O que ocorre é que os elétrons livres no lado tipo *n* se deslocam para o lado tipo *p* ao encontro das lacunas que os capturam; isto faz com que o lado *p* fique negativamente carregado devido aos elétrons acumulados enquanto o lado *n*, devido à

redução no número de elétrons fique eletricamente positivo. Este conjunto de cargas cria um campo elétrico que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p até que o campo elétrico alcance o equilíbrio. Este equilíbrio gera uma barreira para os elétrons remanescentes no lado n .

Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas, gerando uma corrente através da junção; esse deslocamento de cargas gera uma diferença de potencial, chamado de *efeito fotovoltaico*. Se as duas extremidades do Silício fossem conectadas por um fio, haveria deslocamento de elétrons (ZILLES ET AL, 2012).

A Figura 2 apresenta simplificada o efeito fotovoltaico.

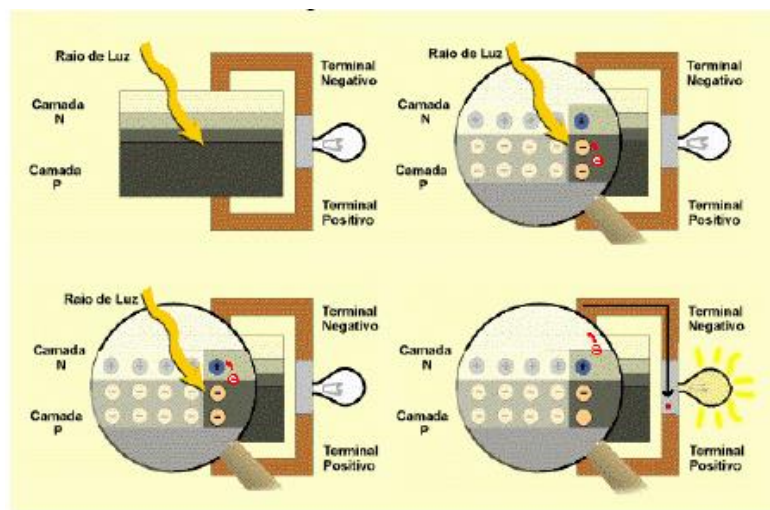


Figura 2 Efeito Fotovoltaico (CEPEL/CRESESB, 1999)

Porém existem fatores limitantes neste processo de conversão de energia da luz em energia elétrica. As características elétricas das células fotovoltaicas podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos. Alguns são decorrentes de processo de fabricação e do material utilizado e outros de fatores ambientais, tais como: irradiância e temperatura da célula.

Um dos fatores limitadores é o espectro de sua radiação. Como visto, ele se espalha numa ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a aproximadamente $1\ \mu\text{m}$ é capaz de excitar os elétrons em células de silício. Acima deste comprimento de onda, não há efeito sobre os elétrons na célula (CEPEL/CRESESB,

1999).

Outro fator limitante é o limite de Shockley-Queisser (SQ). Seu valor representa a máxima eficiência possível de uma célula solar com uma única junção *pn* como função da banda de energia dos semicondutores. Se a banda de energia for muito alta, a maior parte dos elétrons não é absorvida; se for muito baixa, a maioria dos fótons tem mais energia que a necessária para excitar elétron, e o restante é desperdiçado, gerando calor. Por esse motivo, empregam-se semicondutores com banda de energia próxima ao ponto máximo da curva SQ, como o silício (1,1 eV) e o telureto de cádmio (1,6 eV), conforme Figura 3 (COGEN, 2012).

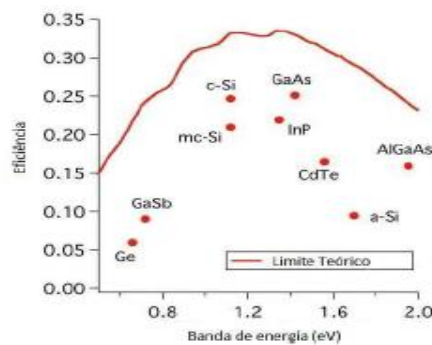


Figura 3 Curva de Eficiência de SQ e máxima eficiência (CEPEL-CRESESB, 2004)

Ainda, segundo ZILLES ET AL. (2012), as células fotovoltaicas variam na sua sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente, dependente da tecnologia empregada e do material utilizado na fabricação da célula. Essa sensibilidade, em outras palavras, diz respeito à capacidade da célula de absorver a energia proveniente dos fótons presentes na radiação solar em diferentes comprimentos de onda. O silício monocristalino possui máxima absorção de energia próximo do comprimento de onda de 500 nm, ou seja, na faixa de luz visível, enquanto o silício amorfo possui a máxima sensibilidade espectral na faixa de infravermelho, próximo do comprimento de onda de 900 nm. Isso faz com que nem toda a energia solar incidente seja aproveitada visto que não há uma coincidência entre os máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e a resposta espectral das células de silício.

2.4.3 Vantagens e desvantagens da ESF

Vantagens

- A luz do sol não tem custo;
- A energia solar não polui durante seu uso. A poluição decorrente da fabricação dos equipamentos necessários para a construção dos painéis solares é totalmente controlável utilizando as formas de controlos existentes atualmente;
- As centrais necessitam de manutenção mínima;
- Os painéis solares estão cada vez mais potentes ao mesmo tempo em que seu preço vem decaindo. Isso torna cada vez mais a energia solar uma solução economicamente viável;
- A utilização da energia solar fotovoltaica é excelente em lugares remotos ou de difícil acesso, pois a sua instalação em pequena escala não obriga a enormes investimentos em linhas de transmissão;
- Em países tropicais, como é o caso de Cabo Verde, a utilização da energia solar é viável em praticamente todo o território. Em locais longe dos centros de produção energética, sua utilização ajuda a diminuir a demanda energética nestes e consequentemente a perda de energia que ocorreria na transmissão;
- Não consome combustível;
- Não produz contaminação ambiental. Não polui o ar nem a água;
- É silencioso;
- Tem uma vida útil superior a 20 anos;
- É resistentes as condições climáticas extremas: (granizo, vento, temperatura e humidade);
- Não possui partes mecânicas, portanto não requer manutenção, exceto limpeza dos módulos fotovoltaicos. Sistemas autónomos com baterias exigem a monitorização das baterias;
- Permite aumentar a potência instalada mediante a incorporação (conexão) de novos módulos fotovoltaicos;
- Os painéis podem ser instalados em qualquer lugar (cidades, vilas, campo, deserto), em grande ou pequena escala.

(GREENPRO, 2004)

Desvantagens

- Um painel solar consome uma quantidade enorme de energia para ser fabricado. A energia para a fabricação de um painel solar pode ser maior do que a energia gerada;
- Os preços são muito elevados em relação aos outros meios de energia;
- Existe variação nas quantidades produzidas de acordo com a situação atmosférica (chuvas, neve), além de que durante a noite não existe produção alguma, o que obriga a que existam meios de armazenamento da energia produzida durante o dia em locais onde os painéis solares não estejam ligados à rede de transmissão de energia;
- Não se consegue produzir a energia durante a noite.

(GREENPRO, 2004)

2.4.4 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos fotovoltaicos, inversores, dispositivos de proteção, controladores de carga e sistema de fixação e suporte dos módulos. Os sistemas são classificados em três categorias: isolados, híbridos ou conectados à rede. Os sistemas híbridos podem tanto ser isolados quanto conectados à rede. Sua utilização depende da aplicação e/ou disponibilidade de recursos energéticos (COGEN, 2012; ABINEE, 2012).

Sistemas isolados restringem-se a geração puramente fotovoltaica e utilizam um dispositivo de armazenamento, sendo utilizadas, geralmente, baterias para armazenamento de energia. Esse tipo de sistema serve para armazenar a energia elétrica excedente gerada durante o dia e atender ao consumo durante dias de baixa irradiação e para o uso à noite. Sistemas isolados são utilizados para atender a necessidade de energia elétrica de equipamentos elétrico/eletrônicos distantes da rede de distribuição. Esse tipo de sistema precisa ser superdimensionado para atender períodos críticos, com baixa irradiância diária ou devido ao aumento no consumo. A Figura 4 apresenta o esquema simplificado deste tipo de sistema. Em sistemas que necessitam armazenamento de energia em baterias é utilizado um dispositivo para controlar a carga e descarga da bateria.



Figura 4 Esquema simplificado de um sistema isolado (COGEN, 2012).

Sistemas híbridos apresentam outras fontes de energia complementares à geração fotovoltaica, como por exemplo, o gerador Diesel e turbinas eólicas (Figura 5). Essas fontes complementam a geração fotovoltaica, principalmente em momentos de baixa irradiação e à noite. São sistemas complexos que necessitam um controle adequado capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação.

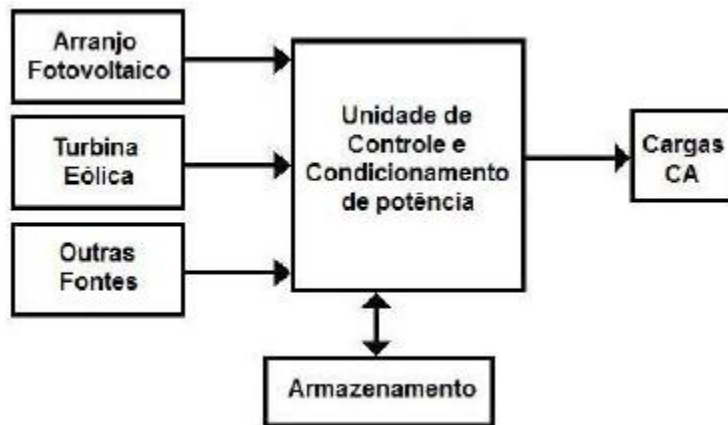


Figura 5 Esquema simplificado de um sistema Híbrido (COGEN, 2012).

Sistemas interligados à rede não necessitam utilização de baterias, visto que todo o excedente de energia gerada durante o dia é injetado na rede de distribuição. Por isso, é necessária a utilização de um inversor para converter a corrente contínua em corrente alternada. Seu dimensionamento geralmente é feito para que a energia fotovoltaica gerada anualmente seja igual ao consumo anual. A Figura 6 representa um sistema fotovoltaico conectado à rede.

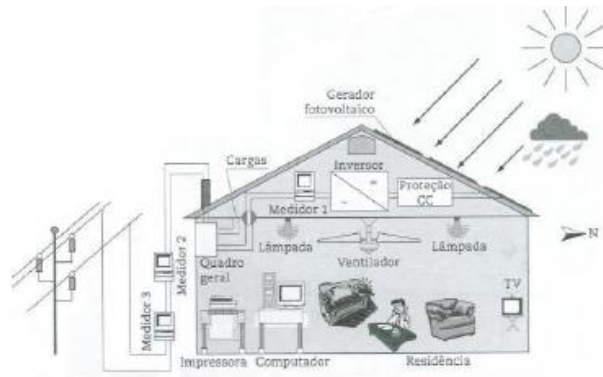


Figura 6 Diagrama esquemático representando uma instalação fotovoltaica conectada à rede (ABINEE, 2012).

2.5 Sistema de bombagem fotovoltaico

O sistema de bombeamento consiste de: arranjo fotovoltaico, acoplamento gerador-carga, conjunto motobomba. O esquema de uma instalação usual pode ser visto na Figura 7 (VILELA & FRAIDENRAICH, 1999).

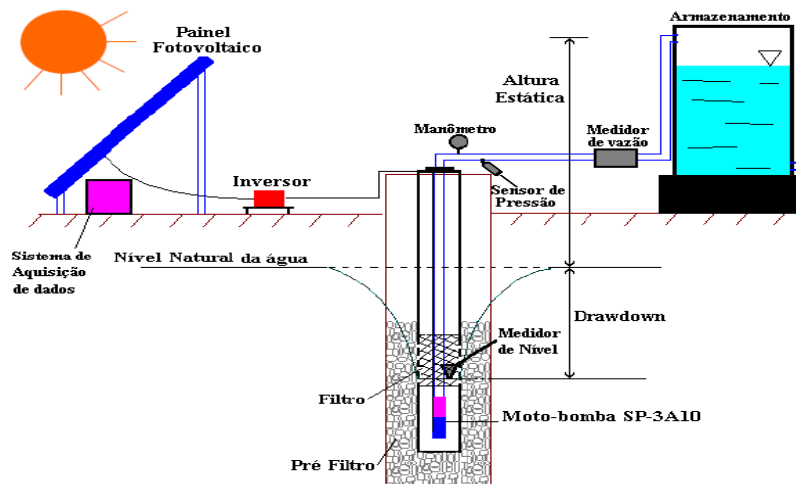


Figura 7 Esquema de um sistema de bombeamento fotovoltaico (VILELA & FRAIDENRAICH, 1999)

Um sistema de bombagem fotovoltaico típico consiste basicamente de um painel fotovoltaico, conjunto motobomba, reservatório de água e sistema de condicionamento de potência (inversor, controlador, seguidor de ponto de máxima potência). Este sistema converte a energia elétrica fornecida pelos módulos fotovoltaicos em energia hidráulica onde um determinado volume de água é elevado até uma certa altura (VILELA &

FRAIDENRAICH, 1999).

2.5.1 Histórico e Principais Projetos

Apesar de ser uma tecnologia relativamente nova, foi graças a projetos de grande envergadura, na maioria das vezes implantados em zonas rurais de países em desenvolvimento, com o suporte dos países produtores dos equipamentos, que ganhos tecnológicos foram alcançados em função da necessidade de adaptação às condições de campo.

Segundo FEDRIZZI & SAUER (2012) as primeiras aplicações comerciais do bombeamento fotovoltaico datam de 1978. Na ilha de Córsega, dando continuidade a sua tese de doutorado, Dominique Campana desenvolveu e instalou o primeiro sistema de utilização a campo de que se tem registro. Com módulos da empresa Philips e bomba em corrente contínua desenvolvida em conjunto com engenheiros da empresa Guinard, o sistema abastecia uma fazenda de criação de ovelhas. Após este primeiro sistema, alguns outros foram instalados na Europa. No entanto, o primeiro empreendimento em larga escala noticiado se deu no continente africano, mais especificamente em Mali

Encabeçada pelo padre Bernard Vespieren, a entidade “*Mali Acqua Viva*”, foi criada para aliviar os efeitos da seca que assolava vários países da África. Após inúmeras tentativas de abastecimento de água com bombas a Diesel, manual, a pedal, e até mesmo com um projeto piloto solar térmico, no final da década de 1970, a entidade conseguiu viabilizar a instalação das primeiras bombas fotovoltaicas no continente Africano. Entre 1977 e 1990 mais de 200 sistemas foram instalados em Mali, alavancando inúmeros outros projetos em países vizinhos.

Pouco depois desta primeira iniciativa, entre 1979 e 1981, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (UNDP), com o apoio do Banco Mundial (WB) e participação do *Intermediate Technology Development Group* (ITDG), levou a cabo um projeto piloto que incluía teste e avaliação do funcionamento de sistemas de bombeamento fotovoltaico a campo. O principal objetivo foi a demonstração e avaliação do uso de pequenos sistemas de bombeamento fotovoltaico (de 100 a 300 Wp) para serem

utilizados na irrigação de pequenas áreas em propriedades rurais de Mali, Filipinas e Sudão, tendo em vistas o aprimoramento da tecnologia para seu uso em campo. As conclusões do trabalho apontaram um grande potencial de utilização desta tecnologia no meio rural, mas nenhum dos produtos testados foi aprovado para a sua imediata difusão em larga escala. Como resultado, foi recomendado, dentre outras coisas, uma melhora na confiabilidade dos equipamentos e a redução de preços.

Com a finalidade de demonstrar os custos reais de implementação e a maturidade da tecnologia de bombeamento fotovoltaico, entre 1990 e 1994, a agência de cooperação alemã, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), no âmbito do “Programa PVP”, e em cooperação com as autoridades responsáveis pelo abastecimento de água dos países recetores (Argentina, Brasil, Indonésia, Jordânia, Filipinas, Tunísia e Zimbabwe), instalou 90 sistemas de bombeamento, totalizando cerca de 180 kWp.

Com o intuito de mitigar os efeitos de décadas de seca na África Saheliana, foi estruturado o Programa Regional Solar (PRS) para o abastecimento de água com energia fotovoltaica a populações rurais de oito países membros do Comité Permanent Inter-Etats des Pays en Lutte Contre la Sécheresse dans le Sahel (CILSS) (Burkina Faso, **Cabo Verde**, Gâmbia, Guiné-Bissau, Mauritânia, Nigéria, Senegal e Chad). Com 1.040 sistemas de bombeamento instalados, e perfazendo um total de 1,3 MWp, o projeto buscou para a população beneficiada, melhorar o acesso à água em quantidade e qualidade, além de melhorar suas condições econômicas propiciando recursos complementares através da irrigação de hortaliças e frutíferas.

Além dos inúmeros projetos implantados em países em desenvolvimento para abastecimento de comunidades rurais localizadas em zonas remotas, a Espanha se destaca ainda pela utilização do bombeamento fotovoltaico em seu território, para uso em propriedades particulares na produção agrícola. Diferentemente dos programas apresentados anteriormente, onde o objetivo é a energização fotovoltaica de comunidades rurais de baixo poder aquisitivo e localizadas em regiões remotas, na Espanha, onde a rede elétrica convencional cobre a totalidade do território, os sistemas de bombeamento estão sendo utilizados para evitar gastos com rebaixamento de tensão da rede convencional, acrescido da taxa de ligação e da tarifa elétrica (FEDRIZZI & SAUER,

2012).

2.5.2 Motobomba

Segundo MORALES (2011) motobomba é a parte do sistema que transforma a energia elétrica em energia mecânica e como o seu nome indica é composta por um motor e uma bomba. O termo motobomba integrada é dado em casos em que o motor e a bomba são conectados e colocados dentro do mesmo bloco pelo fabricante. Esta configuração simplifica o sistema e fornece altas eficiências quando operadas na proximidade do seu ponto de desempenho. Porém se usadas fora desse ponto as perdas podem ser consideráveis.

A eficiência instantânea do conjunto motobomba situa-se entre 30% a 60% dependendo do tipo de motor, da bomba e do sistema de transmissão de potência empregada. Para maximizar a eficiência de operação, o conjunto de motobomba deve ser adequadamente escolhido. Pode-se encontrar no mercado motores com eficiência próximas a 88% e bombas com eficiência próximas de 70%.

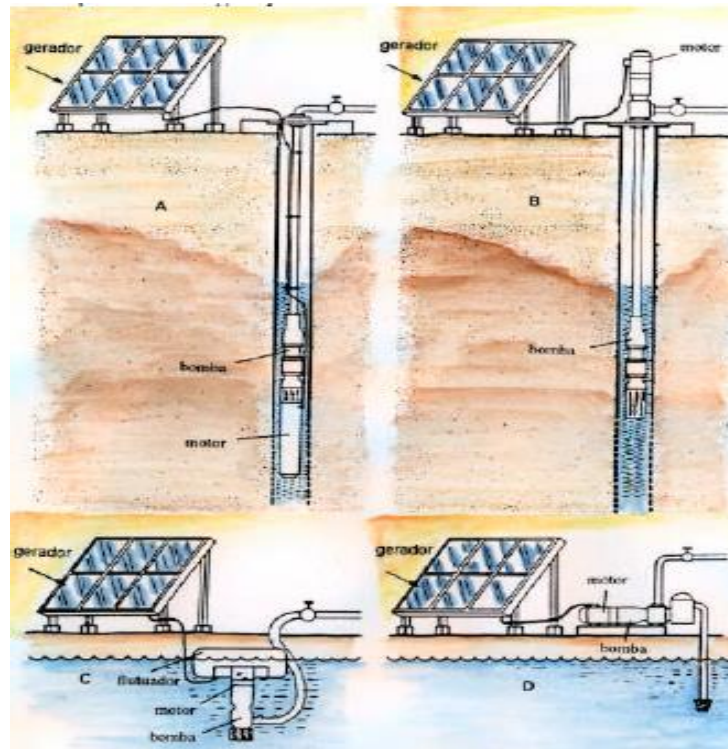


Figura 8 Exemplos de configuração de sistemas de bombeamento fotovoltaico (FEDRIZZI, 1997)

Segundo FEDRIZZI (1997) existem quatro configurações básicas de posicionamento do grupo motobomba representadas na figura acima.

No esquema A, caracterizado por poço tubular com grupo motobomba em posição submersa é amplamente utilizado em poços profundos com bombas centrífugas multiestágios ou de deslocamentos positivo do tipo helicoidal. Em B utiliza equipamento do tipo injetor com motor na superfície e a bomba na posição submersa são pouco utilizadas principalmente por causa da baixa eficiência do sistema. No esquema C chamado de sistema flutuante a motobomba se encontra na posição submersa posicionada em flutuador. Já em D o conjunto motobomba se encontra na superfície próximo do nível de água pois funciona com um mecanismo de sucção. Os dois últimos são mais utilizados em rios e poços de grandes diâmetros.

2.5.3 Comparação de sistemas de bombeamento de água

Tabela 1 Comparação de sistemas de bombagem (VILELA & FRAIDENRAICH, 1999)

Tipo de Bombas	Principais Vantagens	Desvantagens
Bomba Manual	Baixo custo; Fácil manutenção; Não necessita de combustível; Pode ser usada com poços escavados manualmente.	Manutenção frequente; Baixo fluxo de água; Gasta tempo e energia que se poderia usar com mais produtividade em outras atividades
Bomba Solar (acionada por geradores fotovoltaicos)	Pouca manutenção; Não necessita combustível; Fácil de instalar; Confiável; Grande durabilidade; Funciona sem supervisão; Poucos custos repetitivos; Sistema modular, fácil de se adaptar à demanda.	Investimento inicial elevado; Menor produção em climas com baixo recurso solar.

Bomba Diesel	Inversão de capital moderada; Pode ser portátil; Tecnologia bem conhecida; Fácil de instalar.	Manutenção inadequada reduz sua vida útil; Combustível caro e abastecimento irregular; Problema de ruído e poluição.
---------------------	--	--

2.5.4 Articulação entre Gerador fotovoltaico e Conjunto de bombas

Segundo MORALES (2011) existem três possibilidades de acoplamento entre o painel fotovoltaico e o conjunto de motobomba que pode ser: Direta quando o motor de corrente continua é utilizada. Através de banco de bateria e um sistema de controlo de carga. Ou através de um inversor entre o painel fotovoltaico e o conjunto de motobomba quando motores de corrente alternada é utilizado.

Acoplamento direto

Este tipo de acoplamento é usado principalmente em sistema fotovoltaicos de pequena potencia sendo o tipo de configuração mais simples. A grande vantagem dessa modalidade é a economia que se obtém nos custos iniciais e de reposição por não requerer equipamentos mais complexos e mais caros.

É possível utilizar essa configuração para equipamentos de pequena potencia e conjuntos de motores CC com bombas de deslocamento positivo porque elas se adaptam melhor as variações de potência causadas também pelas mudanças de irradiação.

Acoplamento por meio de baterias

As baterias podem ser utilizadas em sistemas de bombagem fotovoltaico para desempenharem duas funções: armazenamento de energia e condicionamento de potência. Como sistema de armazenamento de energia das baterias permitem a operação do sistema em períodos de falta de irradiação solar. Como sistema de condicionamento de potência a função é manter a tensão de trabalho constante, a qual é selecionada para

ter valor próximo ao ponto de máxima potência do painel fotovoltaico. Independentemente da função pela qual a bateria for utilizada, é necessário sempre um sistema de controlo de carga e descarga da bateria, com a finalidade de proteger sobrecargas e descargas profundas.

Acoplamento com sistemas de condicionamento de potência

Em quase todos os sistemas fotovoltaicos de bombagem são utilizados algum tipo de sistema de condicionamento de potência para estabelecerem ligações entre o painel fotovoltaico e o conjunto de inversores. A utilização desses equipamentos permite controlar a energia fornecida a motobomba e dessa maneira maximizar a eficiência do sistema. Entre as principais funções desses sistemas se encontram o controlo do arranque e do encerro da bomba ou então a conversão da tensão e ainda a proteção da motobomba de sucessivas perturbações de energia elétrica.

Os equipamentos de condicionamento de potência mais usados em sistemas fotovoltaicos de bombagem são: conversores CC-CC, boosters, inversores CC-CA e conversores de frequência.

Nesse projeto em particular utiliza-se um conversor de frequência que não é mais do que um inversor com possibilidades de conversão da tensão CC para CA e variação de frequência ao mesmo tempo, o que é muito importante em aplicações onde há flutuações de energia elétrica.

III. ABORDAGEM TEÓRICA E DEFINIÇÃO DE CONCEITO

3.1 Modelo matemático

A célula fotoelétrica pode ser esquematizada através dum modelo matemático que a descreve como um circuito elétrico equivalente.

3.1.1 Modelo simplificado

O circuito elétrico equivalente simboliza a célula fotovoltaica como um díodo de três parâmetros, que alimenta a carga. O modelo representado na figura 9 esquematiza a célula fotovoltaica. A fonte de corrente I_s representa a corrente gerada pelo feixe de radiação luminosa constituída por fotões, esta corrente elétrica unidirecional é constante para uma dada radiação incidente. A corrente I_d representa a troca de eletrões na junção P-N, que pode ser representada por um díodo, como sendo uma corrente interna unidirecional, que depende da tensão V nos terminais da célula (CASTRO, 2004).

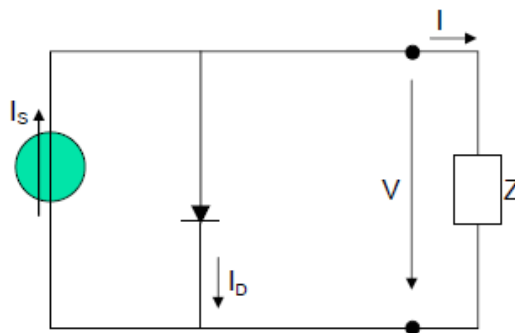


Figura 9 Célula fotovoltaica como um díodo de três parâmetros (CASTRO, 2004)

A corrente I_d do díodo é expressa da seguinte forma:

$$I_d = I_o \left(e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right) [A] \quad (3.1)$$

I_d – Corrente unidirecional;

I_0 – Corrente inversa máxima de saturação do díodo;

V – Tensão nos terminais da célula;

m – Fator de idealidade do díodo (díodo ideal $m=1$, díodo real $m> 1$);

O potencial térmico, V_T

$$V_t = \frac{KT}{q} [V] \quad (3.2)$$

K – Constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);

T – Temperatura absoluta da célula em Kelvin ($0^\circ \text{C} = 273,16 \text{ K}$);

q – Carga elétrica do electro ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

A corrente que se fecha pela carga Z é:

$$I = I_s - I_d [A] \quad (3.3)$$

$$I = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right) [A] \quad (3.4)$$

3.2 Estudo dos pontos de funcionamento

3.2.1 Curto-circuito exterior

$$V = 0$$

$$I_d = 0$$

$$I = I_s = I_{cc} \quad (3.5)$$

A corrente de curto-circuito, I_{cc} , é o valor máximo da corrente de carga, igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é característico da célula, é um dado fornecido pelo fabricante para as condições, STC - “*Standard Test Conditions*”. As condições STC a considerar são radiação incidente de 1000 W/m^2 e temperatura da célula 25°C (CASTRO, 2004).

3.2.2 Circuito aberto

As expressões da corrente e da tensão de circuito aberto aos terminais das células são:

$$V = V_{ca}$$

$$I = 0$$

$$0 = I_s - I_o \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right)$$

$$\frac{I_s}{I_o} = \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right) \quad (3.6)$$

$$\ln \left(\frac{I_s}{I_o} + 1 \right) = \frac{V_{ca}}{mVt}$$

$$V_{ca} = mVt \ln \left(\frac{I_s}{I_o} + 1 \right) [V] \quad (3.7)$$

A tensão no vazio V_{ca} é o maior valor da tensão nos terminais da célula. O seu valor característico é fornecido pelo fabricante para condições de referências de radiação e temperatura.

3.3 Potência elétrica, rendimento e fator de forma

A potência elétrica de saída P é:

$$P = V \times I = V \left(I_{cc} - I_o \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right) \right) [W] \quad (3.8)$$

Obtêm-se a Potencia máxima derivando P em ordem a V e igualando a zero $dP/dV = 0$

Temos então:

$$\frac{dP}{dV} \left(V \left(I_{cc} - I_o \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right) \right) \right) = 0 \quad (3.9)$$

$$I_{cc} - I_o \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right) + \left(V \left(I_o \times e^{\frac{V}{mVt}} \times \frac{mVt}{(mVt)^2} \right) \right) = 0 \quad (3.10)$$

$$I_{cc} + I_o \left(1 - e^{\frac{V}{mVt}} - \frac{V}{mVt} e^{\frac{V}{mVt}} \right) = 0 \quad (3.11)$$

A solução desta equação encontra-se na forma implícita em V, só pode ser obtida recorrendo ao uso método iterativos por exemplo, Newton – Raphson (CASTRO, 2004).

O ponto de potência máxima será:

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} [W] \quad (3.12)$$

Obtendo a solução Equação 3.11 pelo métodos iterativos temos que $V = V_{max}$. e $I = I_{max}$.

Nas condições de referência será:

$$V = V_{max}^r \quad I = I_{max}^r \quad P = P_{max}^r$$

Os valores de V_{ca}^r , I_{cc}^r e P_{max}^r são característicos da célula, sendo dados fornecidos pelo fabricante para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica também os valores de V_{max}^r e I_{max}^r .

O rendimento da célula nas condições de referência:

Potência máxima de saída obtida nas condições STC, designa-se potência de ponta. O rendimento nas condições de referência é a relação entre a potência de ponta e a potência da radiação incidente:

$$\eta = \frac{P_{max}^r}{A \times G^r} \quad (3.13)$$

P_{max}^r – Potencia máxima (W)

G^r – Radiação incidente (1000W/m²)

A – Área da célula (m²)

Para outro ponto de funcionamento da célula teremos:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad (3.14)$$

Em que G é a radiação solar incidente por unidade de superfície.

Fator de Forma da Célula Fotovoltaica:

O quociente entre a potência de ponta e o produto $V_{ca}^r \times I_{cc}^r$ chama-se fator de forma:

$$FF = \frac{P_{max}^r}{V_{ca}^r \times I_{cc}^r} \quad (3.15)$$

Para células da mesma natureza os valores de V_{ca}^r e I_{cc}^r são praticamente constantes, mas difere na forma da curva I – V podendo variar consideravelmente. Os painéis em uso comercial apresentam fatores de forma que variam entre 0,7 e 0,85 (CASTRO, 2004).

3.4 Aplicação do modelo

Em situações mais comuns os fabricantes de células fotovoltaicas fornecem os valores de V_{ca}^r , I_{cc}^r e P_{max}^r , nestas condições podemos definir o fator de idealidade do díodo, m e a corrente inversa de saturação I_0^r .

$$I = I_s - I_0^r \left(e^{\frac{V}{mV_t^r}} - 1 \right) [A] \quad (3.16)$$

Em curto-circuito

$$I = I_s = I_{cc}^r \quad (3.17)$$

Em circuito aberto

$$I_o^r = \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{mV_T^r}} - 1} \quad (3.18)$$

Se utilizarmos a expressão acima indicada 3.18 e substituirmos na equação 3.16 vem:

$$I = I_{cc}^r - \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{mV_T^r}} - 1} \left(e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad (3.19)$$

$$I = I_{cc}^r \left(1 - \frac{\left(e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right)}{\left(\frac{V_{ca}^r}{e^{mV_T^r}} - 1 \right)} \right) \quad (3.20)$$

Se consideramos os termos:

$$e^{\frac{V}{mV_T^r}} \gg 1 \quad \text{e} \quad e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} \gg 1$$

Teremos:

$$I = I_{cc}^r \left(1 - \frac{e^{\frac{V}{mV_T^r}}}{e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}}} \right) \quad (3.21)$$

$$I = I_{cc}^r \left(1 - e^{\frac{V - V_{ca}^r}{mV_T^r}} \right) \quad (3.22)$$

A expressão em cima indicada pode, verificar que m , fator de idealidade, constitui um parâmetro de ajuste da curva característica corrente-tensão.

Se dispormos dos valores de V^r_{max} e I^r_{max} , fornecidos pelos fabricantes das células, podemos considerar, três pontos de funcionamento do circuito, circuito aberto, curto-circuito e potência máxima, todos nas condições de referência STC.

$$0 = I_s^r - I_o^r \left(e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad (\text{em circuito aberto})$$

$$I_s^r = I_{cc}^r \quad (\text{em curto – circuito})$$

$$I_{max}^r = I_s^r - I_0^r \left(e^{\frac{V_{max}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad (\text{ponto de potência máxima})$$

Se na expressão de I_{Max}^r substituirmos o valor de I_s^r de I_0^r , obtidos através dos pontos de funcionamento em circuito aberto e em curto-circuito, temos:

$$I_{max}^r = I_{cc}^r \left(1 - e^{\frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{mV_T^r}} \right) \quad (3.23)$$

Da Equação 3.23 obtém-se para o fator de idealidade do díodo.

$$m = \frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{max}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad (3.24)$$

Com o valor do fator de idealidade do díodo determinado, podemos obter o valor da corrente inversa de saturação, nas condições de referência através das equações correspondentes aos pontos de circuito aberto e curto-circuito.

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{\left(e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \quad (A) \quad (3.25)$$

3.4.1 Modelo simplificado de duas resistências

O modelo simplificado não é, como o próprio nome indica, uma representação

rigorosa da célula fotovoltaica. Nas células “reais” observa-se uma queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores, a qual pode ser representada por uma resistência série R_s . Do mesmo modo, também existem correntes de fuga, que podem ser descritas por uma resistência paralela, R_p . O circuito eléctrico equivalente é o que se representa na Figura 10 (CASTRO, 2004).

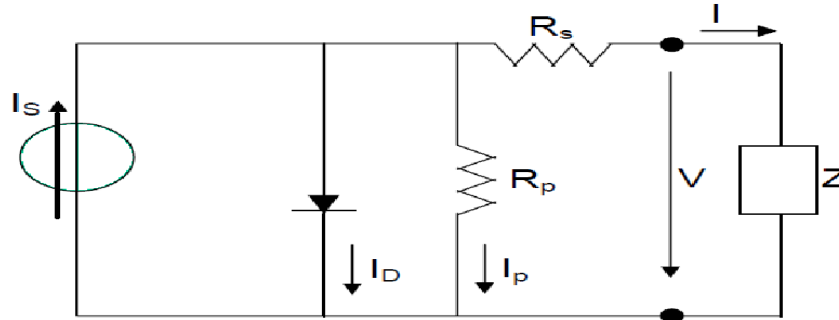


Figura 10 Esquema equivalente célula fotovoltaica, modelo de duas resistências (CASTRO, 2004)

De forma semelhante à apresentada no modelo simplificado tem-se que a corrente I que percorre a carga é:

$$I = (I_s - I_D) \times \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} = \left(I_s - \left(I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) \right) \times \frac{R_p}{R_p + R_s + Z} \quad (A) \quad (3.26)$$

3.4.2 Modelo de dois díodos

Este modelo é o mais completo para elaborar o estudo da célula fotovoltaica, o modelo apresenta como resultado, valores corretos para o estudo da célula, dos 3 apresentados é o mais fiável. Embora faça parte da gama de modelos que não incluem a correção do ângulo de incidência solar.

Tem algumas inconveniências em relação as outras, o facto que não permitir o dimensionamento de uma instalação com apenas os dados fornecidos pelos fabricantes nos catálogos de painéis solares (CASTRO, 2004).

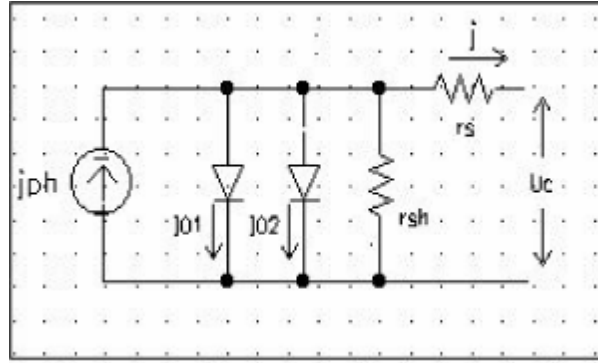


Figura 11 Equivalente célula fotovoltaica, modelo de dois díodos (CASTRO, 2004)

A corrente na carga é obtida através da expressão:

$$I = I_s - I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_1 V_T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_2 V_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (A) \quad (3.27)$$

3.5 Influência da temperatura e da radiação incidente

A radiação solar e a temperatura da célula são fatores que influenciam de forma determinante o funcionamento das células fotovoltaicas, será apresentado abaixo a forma como as grandezas características das células fotovoltaicas são afetadas pela temperatura e radiação (G e θ). De forma abreviada podemos afirmar que os painéis solares aumentam a sua eficiência com o aumento da radiação solar e vice-versa no caso da temperatura (GREENPRO, 2004)

3.5.1 Temperatura da célula

Com o aumento da temperatura da célula:

- A potência de saída da célula decresce;
- A tensão de circuito aberto decresce com a temperatura (aproximadamente $2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$);
- A corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos.

O efeito da diminuição da tensão de circuito aberto, V_{ca} , da célula pode ser observado na fig.13 constata-se também um ligeiro aumento da corrente de curto-circuito, I_{cc} , que como já referimos pode ser desprezado (GREENPRO, 2004).

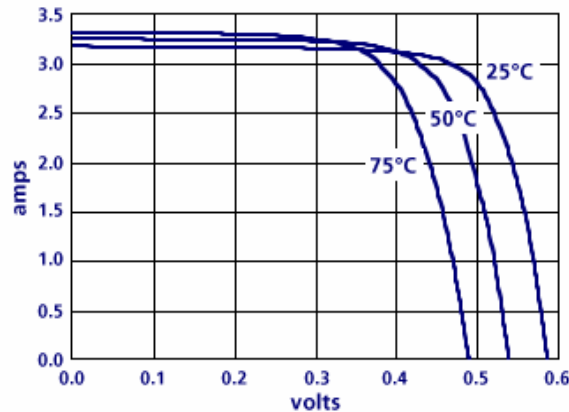


Figura 12 Variação da curva I-V com a temperatura; resultados experimentais (GREENPRO, 2004)

3.5.2 Radiação incidente

Com o aumento da radiação solar incidente, na célula:

- A potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente;
- A corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente;
- A tensão de circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para valores baixos de radiação incidente. (GREENPRO, 2004).

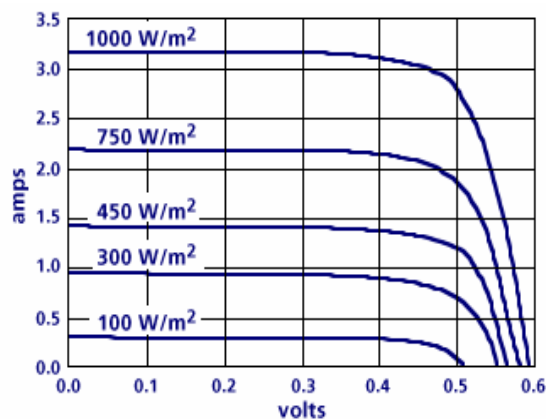


Figura 13 Variação da curva I-V com a radiação incidente; resultados experimentais (GREENPRO, 2004)

3.6 A corrente inversa máxima de saturação

A corrente inversa máxima de saturação pode ser calculada, tendo em conta as propriedades do material em que a célula é fabricada, por exemplo, o silício (Castro, 2004).

$$I_0 = DT^3 e^{-\frac{\varepsilon}{m'V_T}} \quad (A) \quad (3.28)$$

Em que:

I_0 – Corrente inversa máxima de saturação do díodo

D – Constante

ε – Hiato do silício: $\varepsilon = 1,12$ eV

m' – Fator de idealidade equivalente

$$m' = \frac{m}{NSM} \quad (3.30)$$

N_{SM} é o número de células ligadas em série

T – temperatura da célula em K

V_T – potencial térmico em V

A Equação 3.28 permite estabelecer a variação de I_0 com a temperatura a partir do seu conhecimento para as condições de referência:

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)} \quad (A) \quad (3.31)$$

3.7 Variação da corrente de curto-circuito

A corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica, praticamente não varia com a temperatura da célula, e apresenta uma variação linear com a radiação solar incidente (Castro, 2004).

$$I_{cc} = I_{cc}^r \left(\frac{G}{G^r} \right) \quad (A) \quad (3.32)$$

3.8 Localização e orientação dos módulos

Para uma boa instalação é importante selecionar a melhor localização possível para os módulos fotovoltaicos. A localização deve reunir as seguintes condições:

- Estar o mais próximo possível das baterias (a fim de minimizar a secção do cabo);
- Ter condições ótimas para a receção da radiação solar.
- Os módulos deverão estar suficientemente afastados de qualquer objeto que projete sombra sobre eles no período de melhor radiação (habitualmente das 9 às 17 horas) no dia mais curto do ano.

Os módulos deverão ser orientados de modo que a sua parte frontal fica voltada para o sul geográfico (ou Norte, quando no hemisfério Sul). Quando o sol alcançar o ponto mais alto da sua trajetória (meio dia solar) a sua posição coincide com o Sul geográfico. Para conseguir um melhor aproveitamento da radiação solar incidente, os módulos deverão estar inclinados em relação ao plano horizontal num ângulo que variará com a latitude da instalação (GREENPRO”, 2004).

3.9 Ângulo solar e sombreamento

3.9.1 Determinação do ângulo solar

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do sol (rotação), descreve uma trajetória elíptica num plano inclinado de aproximadamente $\pm 23,5^\circ$ em relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano e dificultando assim os cálculos da posição do sol para uma determinada data.

Nos estudos sobre energia solar é conveniente adotar como referencial a terra, o que equivale admitir que o sol roda à volta da terra (Figura 15) (FALCÃO, 2008).

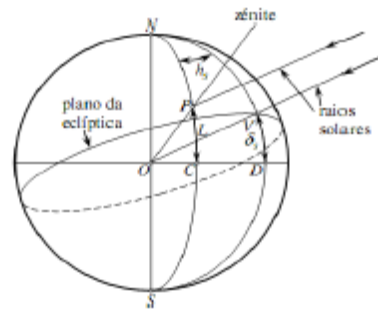


Figura 14 Definição do ângulo horário solar h_s (CND), declinação solar δ_s (VOD), e a latitude L (POC).

P é o ponto de localização do observador. (FALCÃO, 2008)

A posição do sol num determinado instante em relação a um determinado local é definida por duas coordenadas:

- **O ângulo de altitude solar α** , formado pelos raios solares com o plano horizontal;
- **O ângulo de azimuth solar a_s** , ângulo entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção norte-sul no plano horizontal. É positivo se o sol estiver à oeste do sul, e negativo de estiver à este do sul.

Define-se ainda **o ângulo de zênite solar** como sendo ($z = 90^\circ - \alpha$): é o ângulo entre os raios solares e a direção vertical.

Os ângulos de altura solar α e de azimuth solar a_s podem ser expressos em função dos ângulos fundamentais:

- **Ângulo horário solar** (em graus): $h_s = 15^\circ \times (\text{tempo em horas desde o meio dia solar})$. O $h_s < 0$ de manhã (antes do meio dia solar) e $h_s > 0$ da tarde (depois do meio dia solar). Depende do local e do instante considerado.
- **Latitude L** (depende do local).
- **Declinação solar δ_s** (depende do dia do ano). (Falcão, 2008)

$$-23,45 \leq \delta_s \leq 23,45$$

$$\sin \delta_s = \sin 23,45^\circ \times \sin \left[360 \times \frac{284 + n}{365} \right]^\circ$$

Tabela 2 Determinação do dia do ano n.(DUFFIE & BECKMAN, 2013)

Meses	Dia do ano "n"
Janeiro	i
Fevereiro	$31 + i$
Março	$59 + i$
Abril	$90 + i$
Mai	$120 + i$
Junho	$151 + i$
Julho	$181 + i$
Agosto	$212 + i$
Setembro	$243 + i$
Outubro	$273 + i$
Novembro	$304 + i$
Dezembro	$334 + i$
$i - \text{dia do mês}$	

Sendo n, o número do dia do ano (n=1 no dia 1 de Janeiro).

$$h_s = 15^\circ * (t_s - 12) \text{ com } 0 \leq t_s \leq 24h$$

$$\sin \alpha = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s \cos h_s$$

$$\alpha = 90^\circ - |L - \delta_s|$$

$$\sin a_s = \frac{\sin h_s \cos \delta_s}{\cos \alpha}$$

Segundo FALCÃO (2008) para um dado dia do ano e um dado local, para obter as horas (solares) e os correspondentes ângulos horários solares, do nascer do sol, h_s nascer, e do pôr-do-sol, h_s pôr, deve se tomar $\alpha = 0$ na equação (3), donde resulta:

$$h_{s,pôr}, h_{s,nascer} = \pm \cos^{-1}(-\tan L * \tan \delta_s)$$

3.9.2 Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados

Os sistemas fotovoltaicos são frequentemente construídos em áreas planas (como por exemplo, em telhados planos ou em espaços abertos). É possível encontrar sistemas na posição horizontal. Contudo, a maior produção de energia é conseguida quando existe uma inclinação ótima, ou seja, os sistemas fotovoltaicos deverão estar inclinados. Em Portugal, por exemplo, ângulos superiores a 20° , traduz num aumento de produção na ordem dos 10 %, em comparação com uma instalação na horizontal. Os sistemas horizontais devem ser limpos com maior frequência, porque acumulam sujeiras e isso

traduz em perdas de potência (GREENPRO, 2004).

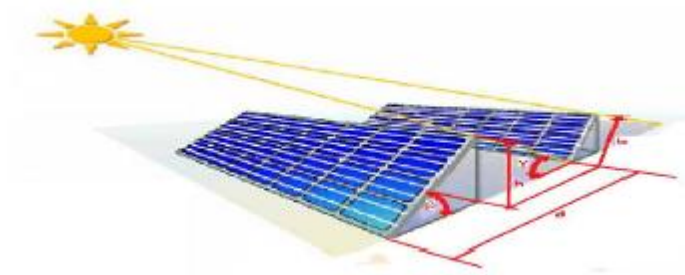


Figura 15 Sombreamento dum campo fotovoltaico inclinado (GREENPRO, 2004)

Para especificar a utilização duma área concreta, é empregue o fator de utilização de área “F”. Este é definido como o rácio entre a largura do módulo e a distância entre as fileiras dos módulos.

$$F = \frac{b}{d}$$

Normalmente tem-se por resultado um fator de utilização da área “F” situado entre 0 e 1, ou entre 0 % e 100 %. Um fator de utilização da área de 100 % pode originar uma sombra mútua considerável entre as fileiras individuais dos módulos. Com um ângulo de inclinação baixo, o sombreamento é menor e a área pode ser melhor utilizada.

Contudo, nessa situação a produção solar anual diminui. Por esta razão, é normalmente escolhido um ângulo de inclinação de 20 a 50° e um fator de utilização da área situado entre 35 e 45 %.

A distância entre as fileiras dos módulos depende tanto da largura dos módulos como dos ângulos de inclinação dos módulos e de elevação do sol (GREENPRO, 2004).

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \alpha)}{\sin \alpha}$$

d- Distância entre as fileiras;

b- Altura do módulo;

β - Inclinação do módulo;

α - Ângulo da altura do sol;

3.10 Associação das células fotovoltaicas

Uma célula individual, (unidade de base dum sistema fotovoltaico), produz apenas uma reduzida potência elétrica, o que tipicamente varia de 1 a 3 W.

Devido à baixa tensão e corrente de saída da célula fotovoltaica, agrupam-se várias células formando um módulo. Os arranjos das células nos módulos podem ser feitos conectando-as em série ou em paralelo (CEPEL, 2006).

3.1.1 Associação das células em paralelo

Ao conectar as células em paralelo, somam-se as correntes de cada célula e a tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. A corrente produzida pelo efeito fotovoltaico é contínua. Pelas características típicas das células (corrente máxima por volta de 3A e tensão muito baixa, em torno de 0,7V) este arranjo não é utilizado salvo em condições muito especiais (CEPEL, 2006)

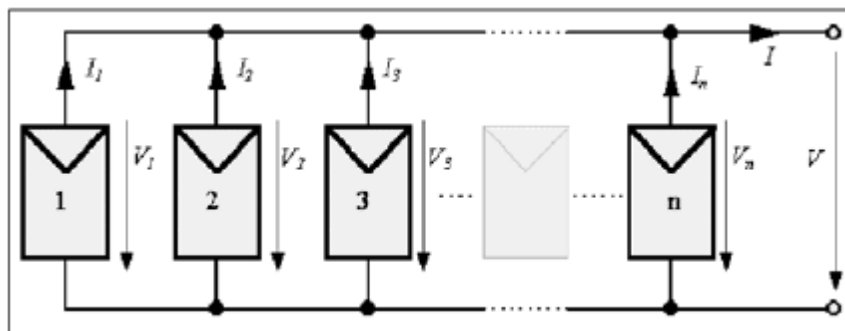


Figura 16 Conexão de células em paralelo (CEPEL, 2006)

$$I = \sum_i^n I_i$$

3.1.2 Associação das células em série

A conexão mais comum das células fotovoltaicas em módulos é o arranjo em série. Este

consiste em agrupar o maior número de células em série onde soma-se a tensão de cada célula chegando a um valor final de 12V o que possibilita a carga de acumuladores (baterias) que também funcionam na faixa dos 12 V. Quando se ligam células em série, a tensão resultante é a soma das tensões de cada uma das células e a corrente resultante coincide com a menor das correntes fornecidas pelas células (CEPEL, 2006)

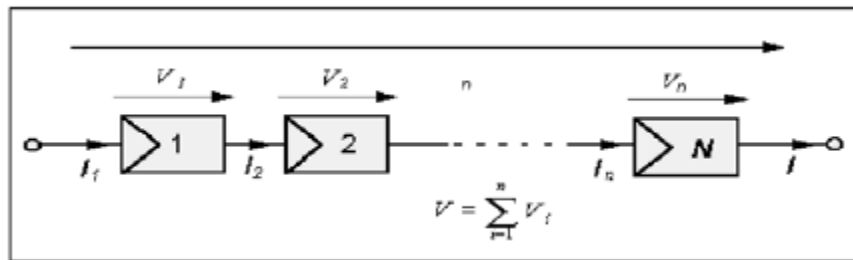


Figura 17 Arranjo das células em série (CEPEL, 2006)

$$V = \sum_{i=1}^n V_i$$

3.11 Díodo de proteção

3.11.1 Díodo *bypass*

Quando uma célula fotovoltaica num módulo, por algum motivo, estiver encoberta, a potência de saída do módulo cairá drasticamente, por estar ligado em série, comprometerá todo o funcionamento das demais células do módulo. Para que toda a corrente dum módulo não seja limitada por uma única célula de pior desempenho (o caso de estar encoberta), usa-se um díodo de passo ou “*bypass*”. Este díodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula defeituosa (encoberta). Geralmente o uso do díodo *bypass* é feito em agrupamentos de células, isto o faz ser muito mais barato comparado ao custo de se conectar um díodo em cada célula (CEPEL, 2006).

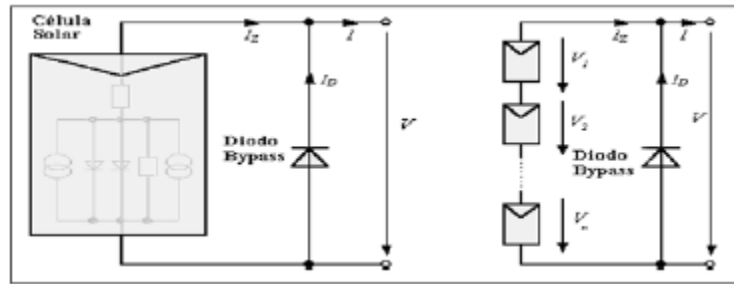


Figura 18 Possível ligação para um diodo bypass entre células (CEPEL, 2006)

3.11.2 Díodo de bloqueio

Outro problema que poderá acontecer é quando surge uma corrente negativa fluindo pelas células, ou seja, ao invés de gerar corrente, o módulo passa a receber muito mais do que produz. Esta corrente pode causar queda na eficiência das células e em caso mais drástico, a célula pode ser desconectada do arranjo causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo. Para evitar esses problemas, usa-se um diodo de bloqueio, impedindo assim correntes reversas que podem ocorrer caso de ligar o módulo diretamente a um acumulador ou à bateria (CEPEL, 2006).

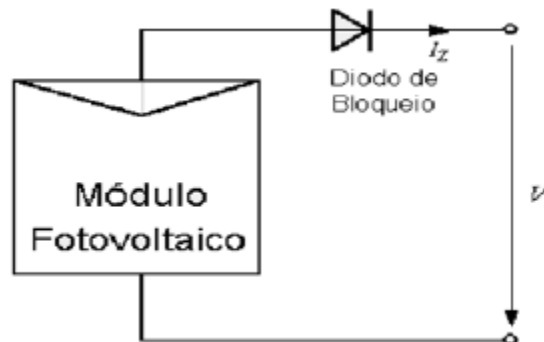


Figura 19 Díodo de bloqueio (CEPEL, 2006)

3.12 Característica elétricas dos módulos fotovoltaicos

Geralmente, a potência dos módulos é dada pela potência de pico. Tão necessário quanto este parâmetro, existe outras características elétricas que melhor caracterizam o funcionamento dos módulos. As principais características elétricas dos módulos

fotovoltaicos são as seguintes:

- V_{ca} – tensão em circuito aberto, quando $I = 0$,
- I_{cc} – corrente de curto-circuito, quando $V = 0$,
- P_{mp} – potência máxima que se pode extrair da célula (produto I, V máximo),
- V_{mp} – tensão para a qual ocorre potência máxima,
- I_{mp} – corrente produzida no ponto de potência máxima.

A condição padrão para se obter as curvas características dos módulos é definida para a radiação de 1000W/m^2 (radiação recebida na superfície da Terra em dia claro, ao meio dia), e temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura) (Castro, 2004).

i) **Parâmetros constantes**

$$m = \frac{V_{T_{max}}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{T_{max}}^r}{I_{cc}^r} \right)}$$

ii) **Parâmetros que dependem da radiação**

$$I_{cc} = I_{cc}^r \left(\frac{G}{G^r} \right)$$

iii) **Parâmetros que dependem da temperatura**

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}$$

iv) **Tensão máxima**

$$e^{\frac{V_{max}}{mV_T}} \left(1 + \frac{V_{max}}{mV_T} \right) - 1 - \frac{I_{cc}}{I_0} = 0$$

v) **Corrente máxima**

$$I_{\max} = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{V_{\max}}{mV_T}} - 1 \right)$$

vi) **Potência máxima**

$$P_{\max} = V_{\max} \times I_{\max}$$

3.13 MPPT

Este dispositivo eletrônico é introduzido no circuito de carga com o objetivo de colocar o sistema fotovoltaico a operar no ponto de potência máxima. A chave deste conversor DC-DC é poder converter tensões de um nível para outro e colocar a tensão nos terminais da célula no seu valor máximo de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação. Neste sistema é conveniente obter a tensão correspondente à potência máxima por um processo rápido. Nota-se que o cálculo dessa tensão é feito com recurso dos métodos iterativos, pois tem de se resolver uma equação não linear. Podemos, no entanto deduzir uma expressão simplificada para o cálculo da tensão correspondente à potência máxima.

Considerando que a corrente máxima varia com a radiação segundo uma lei idêntica à da corrente de curto-circuito (CASTRO, 2004).

$$I_{\max} = \frac{G}{G'} I'_{\max}$$

$$(I'_{\max} - I'_{cc}) \frac{G}{G'} = -I'_0 \left(\frac{T}{T'} \right)^3 e^{\frac{k}{mT'} \left(\frac{1}{V'_T} - \frac{1}{V_T} \right)} \left(e^{\frac{V_{\max}}{mV_T}} - 1 \right)$$

Considerando:

$$e^{\frac{V_{\max}}{mV_T}} \gg 1$$

Então:

$$V_{\max} = mV_T \ln \left(\frac{(I_{sc}^r - I_{\max}^r) G/G^r}{I_0^r (T/T^r)^3 e^{\frac{e}{m} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right) \quad (V)$$

A potência máxima será:

$$P_{\max} = V_{\max} I_{\max} = mV_T \ln \left(\frac{(I_{sc}^r - I_{\max}^r) G/G^r}{I_0^r (T/T^r)^3 e^{\frac{e}{m} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right) \left(\frac{G}{G^r} \right) I_{\max}^r \quad (W)$$

3.14 Inversor

Em aplicações ligadas à rede de energia elétrica é necessário uso de inversor para fornecer corrente alterna (AC), a partir da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. O rendimento do conjunto MPPT + Inversor é dado por:

$$\eta = \frac{P_{AC}}{V_{\max} I_{\max}}$$

3.15 Estimativa da radiação produzida

A equação sobre a potência máxima dá-nos o valor da potência máxima produzida pelo painel em função da temperatura e da radiação incidente. As restantes grandezas que aparecem na expressão são tiradas dos catálogos fornecidos pelos fabricantes dos painéis. Assim, para fazer o cálculo da energia produzida pelo painel temos de dispor de uma estimativa da radiação incidente e da temperatura da célula.

3.15.1 Radiação

Os dados da radiação dum determinado local são normalmente obtidos por medições realizadas habitualmente no plano horizontal usando um piranómetro, ou ainda no plano de inclinação onde vão ser instalados os painéis (GREENPRO, 2004).

3.15.2 Temperatura

Os dados da temperatura da célula não estão disponíveis, apenas dispomos dos dados da temperatura ambiente. No entanto a temperatura da célula pode-se relacionar com a temperatura ambiente e com a radiação incidente através da seguinte expressão (GREENPRO”, 2004):

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G(NOCT - 20)}{Gr}$$

θ_c – Temperatura da célula (°C);

θ_a – Temperatura ambiente (°C);

G – Radiação solar incidente (W/m²);

NOCT – (*Normal Operating Cell Temperature*) Temperatura normal de funcionamento da célula. Valor dado pelo fabricante e que representa a temperatura atingida pela célula nas condições normais de funcionamento $\theta_a=20^\circ\text{C}$ e $G=800 \text{ w/m}^2$.

3.16 Energia produzida

A energia produzida durante um intervalo de tempo considerado (Δt) será calculada a partir da expressão (GREENPRO, 2004):

$$E = \eta \sum P_{\max}(G, \theta) \Delta t \quad (Wh)$$

$$E = \eta \sum_{i=1}^n P_{\max}(G, \theta)_i \Delta t_i \Leftrightarrow E = \eta \sum P_{\max}(G, \theta) * 24 * NDM$$

η_{inv} – Rendimento do MPPT + inversor;

n – Número de períodos de tempo considerado;

Δt – Intervalo de tempo considerado;

$P_{\max}(G, T)$ – Potência máxima do módulo em função da radiação solar incidente e da temperatura da célula no intervalo de tempo considerado.

NDM - n° de dias mensais;

Quando se calcula a energia anual produzida por um módulo fotovoltaico, utiliza-se os

valores médios mensais; assim, $n = 12$, Δt_i = número de horas do mês i , $P_{\max}(G, T)_i$ = valor médio da potência máxima no mês i .

A utilização anual da potência instalada será calculada pelo quociente entre a energia produzida anualmente e a potência de pico do módulo (GREENPRO, 2004).

3.16.1 Estimativa rápida da Energia produzida

Pode-se também fazer uma estimativa ultra rápida da energia anualmente produzida. Esta faz-se desprezando o efeito da temperatura e considerando que o valor médio da potência máxima anual é diretamente proporcional à radiação média anual (Castro, 2004).

$$P_{\max} = \frac{G_{\text{med}}}{G^r} P^r_{\max}$$

$$E_a = \eta 8760 P_{\max} = \eta 8760 G_{\text{med}} \eta^r A \quad (Wh)$$

G_{med} - é a radiação média anual em (W/m²);

A - é a área do módulo em (m²);

IV. RE-ESTRUTURAÇÃO DAS ESTAÇÕES DE BOMBAGEM

O presente capítulo diz respeito a instalação do sistema de produção de energia fotovoltaico com “sistema on-grid” destinado a dois sistemas de captação e distribuição de água do Conselho de Ribeira Grande.

As Centrais Fotovoltaicas foram dimensionadas para produzir a potência de 15 kWp cada, interligado a rede pública de distribuição em Média Tensão (10KV), em que toda energia produzida será injetada instantaneamente com a finalidade de reduzir os custos com a utilização de energia elétrica nos sistemas de bombagem e distribuição da água em duas zonas do Conselho de Ribeira Grande no regime de compensação com a entidade produtora e distribuidora de energia da Ilha, a ELECTRA.

Todos os equipamentos a serem utilizados são classificados como tecnologias de classe A e em cumprimento com as normas IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, normas ISO, etc. Os sistemas são compostos por:

- Módulos Fotovoltaicos e as respetivas estruturas de Suporte e fixação;
- Cablagem CC e conectores de interligação de módulos Fotovoltaicos aos inversores e interconexão com a rede elétrica;
- Inversores de ligação a rede;
- Cablagem de ligação de inversores ao quadro elétrico de Corrente Alternada (CA);
- Instalação e operação do posto de transformação que conecta o campo solar a rede pública;
- Sistema de Proteção à terra e contra contactos diretos e indiretos;
- Sistema de Para-raios;
- Instalação e Operacionalidade de todo o sistema fotovoltaico.

4.1 Descrição das localidades e estações de bombagem

As cidades de Ponta do Sol e da Ribeira Grande (ver figura 20), situadas no extremo norte da ilha de Santo Antão, vêm registando nos últimos anos um desenvolvimento considerável tanto no aspeto urbanístico como na população. Ponta do Sol é a capital administrativa do município. Pela sua orografia, relativamente plana comparativamente a outras localidades da ilha, oferece condições para expansão urbanística. Novas construções vêm surgindo ao longo da encosta, representando um desenvolvimento considerável, principalmente devido à contribuição de emigrantes da ilha.

A cidade da Ribeira Grande situa-se na encruzilhada de vários vales importantes da ilha, funcionando como o centro económico mais importante do Município. As montanhas que rodeiam a cidade limitam a sua expansão urbana, mas tem-se vindo a registar um considerável desenvolvimento da urbe, graças à expansão pelos vales circundantes.



Figura 20 Localização geográfica Ribeira Grande em Santo Antão, Cabo Verde (FONTE: NASA)

As estações de bombagem de Ribeira da Ponta do Sol e de Pedrene (Ribeira da Torre), ambas equipadas com bombas submersíveis de 11 kW cada a profundidades de 44 e 46 metros respetivamente e funcionando cerca de 10 a 12 horas por dia, são as principais fontes de abastecimento de água potável aos habitantes das duas cidades. Diariamente a estação de bombagem de Ponta do Sol disponibiliza 200 m³ de água, enquanto que a de Pedrene disponibiliza 288m³ por dia (bombagem durante 12 horas por dia). Como tal, a segurança do funcionamento dos mesmos é fundamental. As estações de bombagem estão ligadas à rede pública. Atendendo às tarifas atuais de eletricidade, o custo de exploração das duas estações vem representando um peso financeiro muito grande para o Município.

4.2 Princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos convertem a energia do sol em eletricidade através de células semicondutoras. Produz eletricidade sem produzir emissões de gases de efeito estufa ou quaisquer outros gases, e seu funcionamento é silencioso. O equipamento fotovoltaico não tem partes móveis e, como resultado, requer manutenção mínima. As centrais fotovoltaicas têm ciclos de vida típicos geralmente na faixa de 20 a 25 anos. Os módulos fotovoltaicos típicos são unidades retangulares, de aproximadamente 1 m por 1,7 m, e o material semicondutor que emite eletricidade é encapsulado entre uma frente de vidro e uma folha de suporte e possui uma estrutura de alumínio. Estes módulos podem ser ligados à terra ou integrados na estrutura do telhado ou podem ser montados no topo de um telhado existente. Um cabo é executado a partir dos módulos fotovoltaicos até um inversor que converte a eletricidade DC em CA. E é então conectado ao quadro de distribuição de eletricidade.

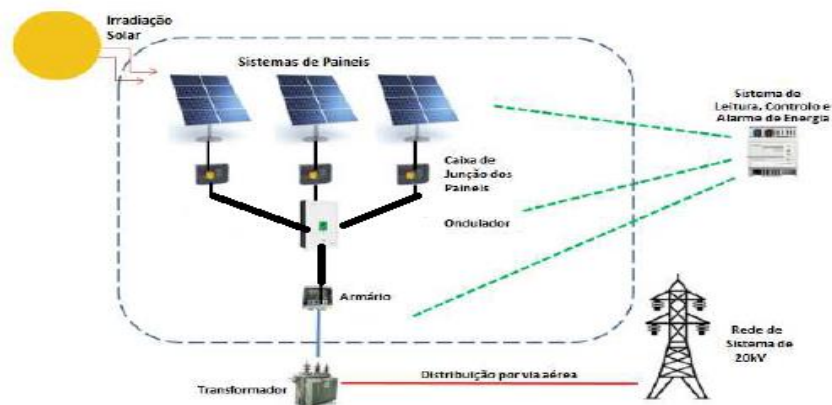


Figura 21 Componentes típicos para uma instalação PV conectada à rede (FONTE PRÓPRIA)

Conforme a figura em cima, verifica-se que logo após a caixa de junção DC estão instalados inversores DC/AC. O inversor recebe a energia em corrente contínua produzida pelos painéis solares e transforma-a em corrente alternada com a tensão trifásica de 400 Volts e a frequência de 50 Hz, cuja tensão será elevada a 10 kV para rede pública através da instalação de um transformador de potência elevatório.

O sistema é equipado com o sistema “Grid Guard”, que respeita as normas de segurança para a interligação com a rede pública.

4.3 Pressupostos para dimensionamento

Os sistemas fotovoltaicos que se propõe instalar nas imediações das estações de bombagem deverão ser livres de sombreamento, inclinado a 15 ° e orientados a Sul. A potência de pico de cada um dos sistemas será de 15 kWp - 60 módulos fotovoltaicos de 250 Wp (ou equivalente), ocupando uma área útil de aproximadamente 102 m². Conforme prevê o Decreto-Lei 01/2011, a instalação passará também a contar com um contador de energia bidirecional que substituirá o atual contador de energia elétrica da Electra.

4.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Dimensionar dois sistemas FV para ligação à rede, cada um com potência de pico P= 15 kWp.

1º Dados do fabricante do Modulo fotovoltaico

O painel a ser usado nesse projeto é policristalino de marca GreenTriplex de alto rendimento.

Tabela 3 Dados fornecido pelo Fabricante

Nome	GreenTriplex PM060P00	
Tipo	Policristalino	
Potência máxima	Pmax	250Wp
Tensão máxima	Vmax	30,6V
Corrente máxima	Imax	8,17A
Corrente de curto-circuito	Icc	8,69 A
Tensão de circuito aberto	Vca	37,46V
Temperatura normal de funcionamento-	NOCT	45°C

40 a 85		
Número de células em série	NSM	60
Comprimento	C	983 mm
Largura	L	1639 mm
Espessura	E	40 mm
Eficiência	η	15,5%
Peso		18,5 Kg
Coeficiente da temperatura para a tensão	Voc	- 0,30 %/K
Temperatura:	T	-40 a 85 °C
Connector Type & Cables	TE Connectivity PV4:1 x 4 mm ²	

Dados elétricos (em condições de teste padrão (STC) irradiância 1000 w/m² com espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C).

Nota: Mais detalhe encontra-se no manual do fabricante em anexo.

2º Cálculo do número de módulos

$$NM = \frac{PpFv}{PnM} = \frac{15000}{250} = 60$$

NM- Número de módulos

PpFv- Potência pico sistema fotovoltaico (Wp)

PnM- Potência nominal de um Módulo (Wp)

3º Escolher o Inversor

Determinar a potência do inversor, o intervalo de potência deverá estar entre:

$$0,7 \times PpFv < PinvDC < 1,2 \times PpFv$$

$$10500 < P_{invDC} < 18000$$

Tabela 4 Informações sobre o inversor escolhido fornecido pelo Fabricante

Nome		STP15-17TL
Potência máxima DC	Pmax DC	17410 W
Tensão máxima DC	Vmax DC	1000 V
Tensão MPPT	V Mpp	400-800 V
Corrente máxima DC	IPVmax	52,5 A
Tensão AC	VAC	220 V, 230 V, 240 V
Frequência	Freq	50 Hz
Potência máxima AC	PAC max	17000 W
Corrente máxima AC	IAC max	24.6 A
Comprimento	C	665mm
Largura	L	690 mm
Espessura	E	790 mm
Eficiência	η	95%
Peso		65 kg
Temperatura	T	-25° C +60° C
Cablagem VAC		3 FASE + NEUTRO

Nota: Mais detalhe encontra-se no manual do fabricante em anexo.

4° Tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10 °C.

$$V_{oc} (\text{Módulos} - 10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100}\right) \times V_{ca} (\text{CTS})$$

$$V_{oc} (\text{Módulos} - 10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times (-0,41)}{100}\right) \times 37,6$$

$$V_{oc} (\text{Módulos} - 10^{\circ}\text{C}) = 42,77V$$

5º Tensão do módulo no MPP para uma temperatura de 70 °C

$$V_{mpp} (\text{Módulos } 70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100}\right) \times V_{mpp} (\text{CTS})$$

$$V_{mpp} (\text{Módulos } 70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{35^{\circ}\text{C} \times (-0,31)}{100}\right) \times 30,6$$

$$V_{mpp} (\text{Módulos } 70^{\circ}\text{C}) = 27,46 V$$

6º Número de fileiras

$$N_{fil} \leq \frac{I_{max}}{I_{fil}} \leq \frac{52,5}{8,17} \leq 6,43$$

7º Número mínimo de módulos por fileira

$$N_{min} = \frac{V_{minInv}}{V_{MPP(70^{\circ}\text{C})}} = \frac{150}{27,46} \cong 6$$

8º Número máximo de fileiras

$$N_{max} = \frac{V_{maxInv}}{V_{oc} (\text{Módulos} - 10^{\circ}\text{C})} = \frac{1000}{42,77} \cong 24$$

9º Configuração do Pannel

O pannel fotovoltaico terá a seguinte configuração de 3 Strings de 20 módulos em serie.

O inversor tem duas entradas A e B, sendo a entrada A dividida em 5 entradas.

10º Associação Dos Módulos

Associação em série

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$V_{total} = \sum_{i=1}^n V_i = \sum_1^{20} 30,6 = 612 \text{ V}$$

11º Potência

Potência de cada fileira

$$P_{fil} = V_{fil} \times I_{fil} = 612 \times 8,17 = 5000,04 \text{ W}$$

12º Ângulo de altitude solar

Determinação do ângulo de altitude solar na cidade de Ponta Sol no dia 10 de Dezembro as 15 horas. Latitude de 15°.

Declinação solar δ_s

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[360 \times \frac{(284 + n)}{365} \right]^\circ$$

$$n = 334 + i$$

$$n = 334 + 10$$

$$n = 344$$

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[360 \times \frac{(284+344)}{365} \right]^\circ \Leftrightarrow \delta = -23,03^\circ$$

Ângulo horário solar h_s

$$h_s = 15^\circ \times (t_s - 12) \Leftrightarrow h_s = 15^\circ \times (15 - 12) \Leftrightarrow h_s = 45^\circ$$

Ângulo de altitude

$$\sin \alpha = \cos L \cos \delta \cos h_s + \sin L \sin \delta$$

$$\sin \alpha = \cos(15) \cos \delta (-23.03) \cos(45) + \sin(15) \sin(-23.03)$$

$$\alpha = 31,8^\circ$$

13º Distância entre Fileiras

$$d = \frac{b \times \sin(180 - \beta - \alpha)}{\sin \alpha} \Leftrightarrow d = \frac{1,639 \times \sin(180 - 15 - 31,8)}{\sin \alpha} \Leftrightarrow d \cong 2,5 \text{ m}$$

d - Distância entre as fileiras;

β - Inclinação do módulo 15° ;

b- Altura do módulo 1,639 m;

α -Ângulo da altura do sol $31,8^\circ$;

14º Radiação Solar Mensal

PVGIS Estimates of long-term monthly averages¹

¹ http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Localização: 17°10'58.4"N; 25°03'50.6"W

Tabela 5 Radiação e temperatura mensal

Mês	GHI	Temperatura
	(W/m ² /d)	°C
Jan	210	23,8
Fev	176	22
Mar	195	21,2
Abr	194	21,8
Mai	197	22,1
Jun	188	22,6
Jul	177	23,7
Ago	184	25,1
Set	161	25,9
Out	179	25,3
Nov	132	24,7
Dez	152	22,5
Media Anual	178,75	23,39167

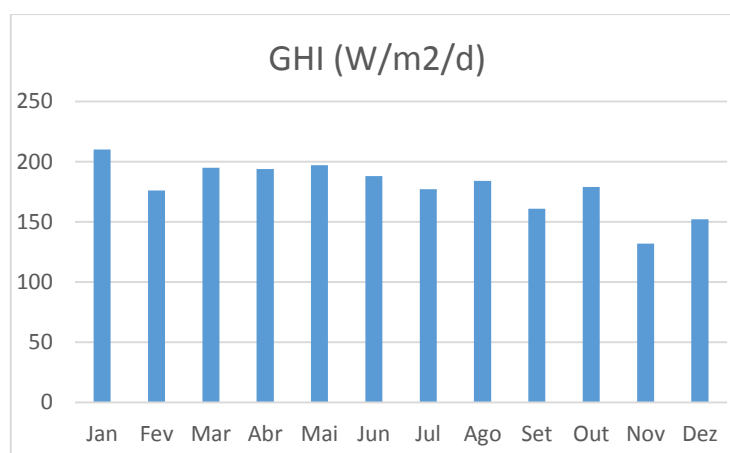


Figura 22 GHI mensal (FONTE PRÓPRIA)

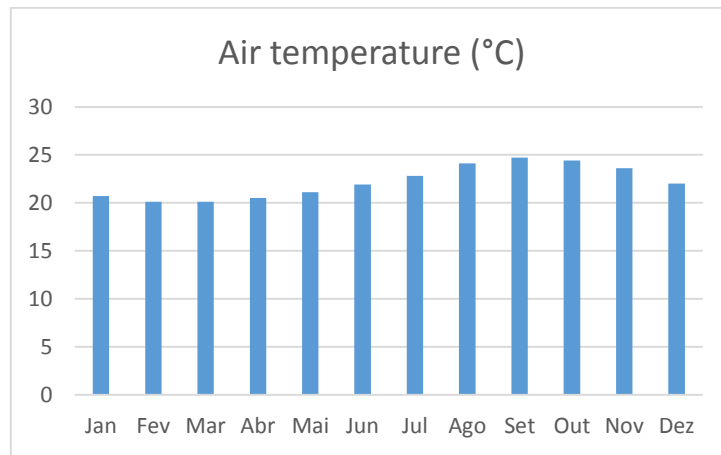


Figura 23 Temperatura dos módulos (FONTE PRÓPRIA)

15º Cálculo dos parâmetros tendo como exemplo os dados do mês de Janeiro

Temperatura das células

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G(NOCT - 20)}{Gr} \Leftrightarrow \theta_c = 23,8 + \frac{210(45 - 20)}{800} \Leftrightarrow \theta_c = 30,4^\circ$$

O potencial térmico

$$V_t = \frac{KT}{q} \Leftrightarrow V_t = \frac{1,38 \times 10^{-23}(273,16 + 23,8)}{1,6 \times 10^{-19}} \Leftrightarrow V_t = 0,0256128 [V]$$

Temperatura de referência em K = 273,16 + 25 = 298,16 K

$$V_t^r = \frac{KT^r}{q} \Leftrightarrow V_t^r = \frac{1,38 \times 10^{-23}(273,16 + 25)}{1,6 \times 10^{-19}} \Leftrightarrow V_t^r = 0,0257 [V]$$

Parâmetros constantes

m – Fator de idealidade do díodo

$$m = \frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{V_t^r \times \ln\left(1 - \frac{I_{max}^r}{I_{cc}^r}\right)} \Leftrightarrow m = \frac{30,6 - 37,6}{0,0257 \times \ln\left(1 - \frac{8,17}{8,69}\right)} \Leftrightarrow m = 96,66$$

m' – Fator de idealidade equivalente

$$m' = \frac{m}{N_{SM}} \Leftrightarrow m' = \frac{96,66}{60} \Leftrightarrow m' = 1,611$$

N_{SM} – nº de células ligadas em série

Parâmetros que dependem da temperatura

Corrente inversa de saturação em condições STC

$$I_o^r = \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{m'V_t^r}} - 1} \Leftrightarrow I_o^r = \frac{8,69}{\frac{37,6}{e^{96,66 \times 0,0257}} - 1} \Leftrightarrow I_o^r = 2,3 \times 10^{-6} [A]$$

Corrente inversa de saturação

$$I_o = I_o^r \times \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 \times e^{\frac{\varepsilon}{m'}\left(\frac{1}{V_t^r} - \frac{1}{V_t}\right)}$$

$$I_o = 2,3 \times 10^{-6} \times \left(\frac{273,16 + 23,8}{273,16 + 25}\right)^3 \times e^{\frac{1,12}{1,611}\left(\frac{1}{0,0257} - \frac{1}{0,0256128}\right)}$$

$$I_o = 6,87 \times 10^{-7} [A]$$

Parâmetros que dependem da radiação

Corrente máxima

$$I_{cc} = I_{cc}^r \times \frac{G}{G^r} \Leftrightarrow I_{cc} = 8,69 \times \frac{210}{1000} \Leftrightarrow I_{cc} = 1,8249 [A]$$

$$I_{max} = I_{max}^r \times \frac{G}{G^r} \Leftrightarrow I_{max} = 8,17 \times \frac{210}{1000} \Leftrightarrow I_{max} = 1,716 [A]$$

Tensão máxima

$$V_{max} = m \times V_t \ln \left(\frac{I_{cc} - I_{max}}{I_o} \right)$$

$$V_{max} = 96,66 \times 0,025128 \times \ln \left(\frac{1,8249 - 1,716}{6,87 \times 10^{-7}} \right) \Leftrightarrow V_{max} = 29,65 [V]$$

Potência máxima

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} \Leftrightarrow P_{max} = 29,65 \times 1,716 \Leftrightarrow P_{max} = 50,87 [W]$$

Estimativa da Energia produzida

$$E = \eta \sum P_{max}(G, \theta) \Delta T \Leftrightarrow E = \frac{0,95 \times 23,8 \times 50,87 \times 31}{1000} \Leftrightarrow E = 35,6546 [kWh]$$

Resumo dos resultados obtidos

Tabela 6 Resumo dos resultados obtidos (FONTE PRÓPRIA)

Meses	G	Θa	Θc	Vt	Io	Vmax	I _{max}	P _{max}	NDM	E
	W/m ² /d	°C	°C	V	A	V	A	W		kWh
Jan	210	23,8	30,4	0,0256	6,87E-07	29,65	1,716	50,87	31	35654,4
Fev	176	22	27,5	0,0255	6,75E-07	29,08	1,438	41,81	28	24469,6
Mar	195	21,2	27,3	0,0254	6,69E-07	29,27	1,593	46,64	31	29116,2
Abr	194	21,8	27,9	0,0254	6,73E-07	29,3	1,585	46,45	30	28857,3
Mai	197	22,1	28,3	0,0255	6,76E-07	29,36	1,609	47,26	31	30760
Jun	188	22,6	28,5	0,0255	6,79E-07	29,29	1,536	44,98	30	28973,3
Jul	177	23,7	29,2	0,0256	6,87E-07	29,22	1,446	42,25	31	29490,7
Ago	184	25,1	30,9	0,0257	6,96E-07	29,42	1,503	44,22	31	32689,3
Set	161	25,9	30,9	0,0258	7,02E-07	29,14	1,315	38,33	30	28296,6

Out	179	25,3	30,9	0,0257	6,98E-07	29,36	1,462	42,94	31	31995,7
Nov	132	24,7	28,8	0,0257	6,94E-07	28,56	1,078	30,8	30	21684,4
Dez	152	22,5	27,3	0,0255	6,78E-07	28,75	1,242	35,71	31	23661,7
Media	178,75	23,392	29	0,0256	6,84E-07	29,2	1,46	42,69	30,4	28804,1

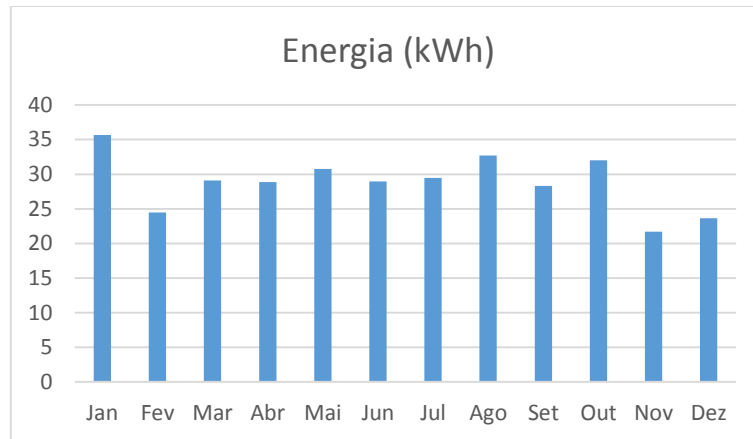


Figura 24 Energia produzida por cada módulo (FONTE PRÓPRIA)

4.5 Resumo técnico dos equipamentos dos sistemas

4.5.1 Painéis solares

Os painéis utilizados são de Policristalina e são classificados como tecnologias de classe A, em cumprimento com as normas IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, normas ISO, DIN ISSO 9001: 2008 e DIN ISO 14001: 2004, bem como BS OHSAS 18001 ainda de entre outros. Todos os painéis foram testados e certificados pelos centros de certificação internacional "TÜV Rheinland" e "PHOTON" para o aprovisionamento energético, demonstrando assim um alto rendimento de produção de energia anual e calculados para suportar cargas da deslocação do vento até 2,4 kPa, e uma grande estabilidade mecânica, para além de suportar com sucesso os testes de amônia e a exposição das névoas de sal. Os painéis têm a garantia de produção de energia de 25 anos de funcionamento com uma redução de produção de cerca de 16% (dezasseis por cento) da sua capacidade efetiva.

4.5.2 Inversores

Toda a energia produzida pelos painéis solares sobre a forma DC é convertida conforme anteriormente mencionado por inversores trifásicos em AC 400 V 50 Hz e injetada “on grid”, todos os dados específicos e técnicos dos inversores encontram-se na tabela de inversores em anexo.

4.5.3 Suportes e armação para instalação dos módulos

A estrutura de suporte dos painéis é metálica resistente às condições atmosféricas normais (aço galvanizado corrosão) de fácil instalação e versátil, reajustando-se facilmente as deficiências nível de terreno onde será instalado o campo solar. A estrutura foi concebida para resistir a velocidades do vento até 120 km/h e dimensionada para permitir com facilidade escoamento da água da chuva bem como da manutenção e limpeza dos módulos.

Os materiais de fixação (parafusos, as porcas, anilhas) são de material inoxidável, a estrutura será executada com a inclinação de 15 °, de acordo com a nossa latitude e fixadas em suportes de metal ancorados em sapatas de betão armado construídos no local.

4.5.4 Quadro de média tensão

A cela de proteção do posto do transformador é da gama da NORMAFIX, construída em chapa de aço revestida de alumínio e zinco (Aluzinc) e revestido por uma pintura electroestática de epoxy-poliester, na cor standard RAL 7032 (cinzento claro).

A cela respeita, na sua conceção e fabrico, a definição de aparelhagem sob envolvente metálica compartimentada.

A Cella está dividida em três compartimentos separados, da seguinte forma:

- Compartimento de Média Tensão.
- Compartimento de Cabos.
- Compartimento de Fusíveis
- Tensão de serviço: 20 KV
- Tensão nominal: 24 KV

As características detalhadas de cada compartimento encontram-se nas especificações técnicas do equipamento.

4.5.5 Transformador de potência

O transformador é do tipo de instalação no interior, com os enrolamentos mergulhados em óleo e de refrigeração natural, as características mecânicas e elétricas estarão de acordo com a recomendação internacional:

- Tipo: em óleo
- Instalação; interior
- Potência estipulada: 160 kVA
- Tensão estipulada primária: 10000 V
- Regulação no primário: + - 2x2.5%
- Tensão estipulada secundária em vazio: 420 V
- Tensão de curto-circuito: 4 %
- Grupo de ligação: Dyn5
- Tensão de ensaio à onda de choque (1,2/50 μ s) : 125 kV crista
- Tensão de ensaio a 50 Hz 1 min 50 kV

4.5.6 Cablagens

Todas as instalações (cabos e conectores) serão executadas utilizando material de classe A e manufaturados e testados diretamente da Fabrica. Para as instalações fusíveis da parte AC estão protegidos de forma a evitar qualquer contacto direto. Os cabos têm as características específicas de suportar extremas condições ambientais.

4.5.7 Sistema de proteção contra contactos diretos e indiretos

Proteção direta

A proteção contra contactos diretos é assegurada pelo isolamento das partes ativas, com colocação de barreiras/invólucros.

Proteção indireta

A proteção indireta, isto é, a proteção das massas metálicas a terra associado ao corte automático (disjuntores e interruptores diferenciais).

Todas as armações dos módulos fotovoltaicos e das subestruturas metálicas do condutor de proteção serão ligados a terra.

A fim de se obter um equipotencialidade dentre diferentes circuitos de proteção, será utilizado condutores de ligação com uma secção transversal mínima de 10 mm² (cobre).

A resistência do eléctrodo de terra será medida e registada.

V. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica pública apresenta pouca manutenção ao longo da sua vida útil essencialmente pelo facto de não possuir baterias de acumulação de energia.

O sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica pública tem como principais equipamentos os painéis fotovoltaicos e o inversor de ligação rede. Estes dois equipamentos requerem muito pouca manutenção. Os módulos fotovoltaicos apenas requerem limpeza regular por forma a manter um bom aproveitamento do recurso solar durante uma vida útil de cerca de 25 anos. O inversor também possui um custo de manutenção muito baixo e uma vida útil superior a 10 anos.

Os custos de operação e manutenção são normalmente de 1 ou 2 % do investimento total (inicial). O custo de manutenção e operação anual do sistema foi estabelecido em 1,4% de investimento inicial, essencialmente destinado à substituição do inversor em cada dez anos.

$$C_{op} = C_{inv} \times 0,014$$

$$C_{op} = 16.539.750 \times 0,014$$

$$C_{op} = 231.557 \text{ ECV}$$

Segue-se um plano de operação e manutenção com o intuito de maximizar o tempo de vida do sistema.

5.1 Recomendações de segurança

Apesar das baixas tensões tipicamente geradas pelos módulos fotovoltaicos, as mesmas podem fornecer níveis letais de corrente elétrica. Além disso, a associação desses componentes pode tornar ainda mais perigosa a manipulação dos SFV's. Em sistemas fotovoltaicos conectados a Rede (SFCR's) com potências de unidades de kWp já são comuns tensões nominais de centenas de volts em corrente contínua.

Dessa forma, tantos os procedimentos de instalação como de manutenção devem ser

realizados por pessoal habilitado e treinado conforme as normas de segurança nacionais e/ou internacionais. O conhecimento do trabalhador deve incluir o uso e inspeção de equipamentos de proteção individual (EPI), bem como o uso de ferramentas isoladas e dos instrumentos de medição. Pessoas que trabalham com condutores energizados ou próximo a eles devem ser capazes de identificar quais equipamentos e condutores podem estar energizados e qual o seu nível de tensão, avaliar os riscos do tipo de trabalho a ser efetuado e determinar os EPI's e demais procedimentos de segurança são necessários. Os procedimentos citados a seguir devem ser cuidadosamente observados sempre que uma manutenção se fizer necessária.

Antes de iniciar os trabalhos em locais com instalações elétricas, qualquer objeto pessoal metálico (cordão, relógio, anel, etc) deve ser retirado.

Os módulos fotovoltaicos produzem energia elétrica sempre que alguma luz solar incide sobre eles. Assim, para mantê-los desenergizados, seria necessário cobri-los com um material opaco. Durante a manutenção, o técnico deve manter-se isolado de partes energizadas do circuito ou de pontos de aterramento, ou seja, deve permanecer em “potencial flutuante”. Deve-se usar luvas e calçados isolantes durante a manutenção no SFV. Ao realizar alguma modificação na instalação, ou troca de algum componente do SFV, o mesmo deve estar desenergizado, para evitar risco de choques elétricos, curtos-circuitos acidentais e ocorrência de arcos elétricos. Lembremos, uma vez mais, que a desenergização do SFV implica em desconexão do painel fotovoltaico, o que permite trabalhar com o restante do sistema totalmente desenergizado. As extremidades de empunhadura das ferramentas metálicas, usadas durante a manutenção dos componentes elétricos, devem estar adequadamente isoladas com uma fita ou revestimento não condutivo de plástico resistente.

5.2 Procedimentos de manutenção preventiva de Sistemas fotovoltaicos

A manutenção preventiva consiste em um conjunto de ações programadas para garantir o bom funcionamento e a vida útil dos componentes e evitar falhas no funcionamento do SFV. Recomenda-se fazer inspeções periódicas nos SFV's, já que desta forma pequenos problemas podem ser identificados e corrigidos, de modo a não

afetar a operação do sistema. A inspeção periódica deve ser iniciada logo após a instalação do sistema, quando ele, supostamente, está operando satisfatoriamente.

5.2.1 Gerador fotovoltaico

Os módulos FV têm geralmente uma garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos, e garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de se constatar defeitos cobertos pelo termo de garantia, a garantia deve ser requerida, e os módulos fotovoltaicos afetados devem ser substituídos pelo fabricante. Os módulos fotovoltaicos não são a principal causa de problemas nos SFV's.

Aspectos físicos

Na inspeção visual devem ser verificadas as condições de cada módulo fotovoltaico, certificando-se de que a superfície frontal está íntegra e limpa, as células não apresentam sinais de rachadura e descoloração, a estrutura de fixação do painel fotovoltaico está fixa, sem pontos de corrosão e devidamente aterrada.

Deve-se ainda observar a presença de algum sombreamento causado pelo crescimento de vegetação próxima ao painel.

Caso haja necessidade de limpeza dos módulos antes de efetuar as medidas, deve-se utilizar uma flanela limpa e água. Cuidados devem ser tomados para evitar que o vidro seja arranhado por partículas abrasivas que fiquem presas na flanela. Por este motivo, o uso de sabão e joias (anéis e relógios) não é recomendado. Durante a limpeza, o trabalhador deve observar o seu posicionamento, evitando apoiar-se nos módulos.

Nos dias em o tempo estiver claro e com poucas nuvens, os módulos deverão ser limpos preferencialmente no início da manhã ou no final da tarde, de forma a evitar que possíveis choques térmicos, resultantes de água fria sobre um módulo muito quente, danifiquem o vidro de cobertura do módulo. Se os módulos estiverem instalados em ambiente empoeirado, recomenda-se limpá-los mais frequentemente, pois períodos muito longos sem limpeza podem prejudicar significativamente o desempenho do sistema.

O ângulo de inclinação dos módulos, com tolerância de 5° daquele especificado no dimensionamento do sistema, pode ser verificado com o uso de um inclinômetro ou, na falta deste, de um transferidor.

Com o uso de uma Bússola, pode-se verificar também, o ângulo azimutal dos módulos. Geralmente, o painel aponta para o Norte Verdadeiro, quando situado no hemisfério Sul, e para o Sul Verdadeiro, quando no hemisfério Norte. No nosso caso o painel deve estar apontado para o Sul Verdadeiro.

Aspetos elétricos

Para avaliar o desempenho do gerador fotovoltaico, recomenda-se medir a tensão de circuito aberto (Voc) e sua corrente de curto-circuito (Isc), conforme descrito a seguir. Apesar dos procedimentos serem aqui descritos em separado, geralmente as duas grandezas (Voc e Isc) são medidas numa mesma operação.

Procedimentos para medir a tensão de circuito aberto (Voc)

Com o gerador fotovoltaico desconectado do sistema, pode-se medir a Voc com o uso de um voltímetro C.C. Deve ser verificado previamente se o instrumento é adequado ao nível de tensão a ser medido e se a escala utilizada está correta.

Em sistemas com geradores fotovoltaicos formados por mais de uma fileira de módulos (série fotovoltaica), para uma avaliação simplificada, pode-se apenas medir a Voc por fileira e comparar com os valores obtidos para as demais fileiras, os quais devem ser similares. Tais sistemas geralmente incluem fusíveis de proteção (ou disjuntores) por fileiras, instalados na caixa de junção do gerador fotovoltaico, que devem ser desconectados (seccionado) para efetuar as medidas individuais das fileiras.

Para uma melhor avaliação, deve-se multiplicar a Voc especificada pelo fabricante (Corrigida), pelo número de módulos conectados em série, e compará-la com valor medido da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico.

Sabe-se que a temperatura especificada nos testes é de 25°C e que a Voc tem grande dependência da temperatura das células. Sabe-se ainda que os módulos geralmente funcionam em temperaturas bem superiores a 25°C , de forma que, para uma avaliação mais consistente, é necessário corrigir o valor da Voc informado pelo fabricante, utilizando o respetivo coeficiente de temperatura, o qual também deve ser fornecido pelo fabricante. Para isso, a temperatura do módulo deve ser medida simultaneamente à

medida da Voc, com auxílio de um termómetro infravermelho.

Em função da impressão inerente à metodologia, desvios na Voc de até $\pm 15\%$ entre fileiras, bem como em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

Caso tenha sido observado que o painel, ou uma serie fotovoltaica não apresentou a tensão esperada, ou que uma serie apresentou valor diferente das demais, deve-se medir individualmente a Voc dos módulos dessa fileira para verificar onde pode se encontrar o problema.

Mantendo o gerador desconectado do sistema, o voltímetro CC deve ser colocado entre os terminais positivo e negativo de cada módulo, não havendo necessidade de desconectar os módulos do conjunto, se as series estiverem isoladas, ou se forem dotadas de díodos de bloqueio. A medida deve ser feita diretamente nos terminais do módulo, localizados no interior da caixa de conexão na face traseira. Deve-se ter cuidado ao abrir essa caixa para não quebra-la. Para evitar a penetração de humidade, deve-se também ter cuidado de fechar e vedar corretamente a caixa apos a medição e mante-la aberta o mínimo possível. No caso de módulos com conectores, torna-se estão necessários desconecta-los um a um para efetuar a medida. Deve-se certificar que sejam corretamente reonetados ao fim dos trabalhos, de forma a evitar mau contato. Alguns tipos de conectores podem requerer o uso de uma ferramenta especial para desconexão.

A Voc medida para cada módulo deve ser comparada com as especificações do fabricante, com a devida correção devida à temperatura. Em função da imprecisão inerente à metodologia, desvios de até 15% em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

No caso de se constatar que a Voc está efetivamente inferior ao valor esperado, seguir os procedimentos da tabela abaixo para eliminar o problema.

Procedimento para medir a corrente de curto-circuito (Isc)

A leitura da ISC é realizada com o uso de um amperímetro CC. Pra realizar a medição, deve-se ligar as conexões do gerador e curto-circuitar os terminais positivo e negativo do painel inteiro entre si. Pode-se utilizar alicate amperímetro CC. ou um amperímetro em serie (colocando-se uma ponta de prova do instrumento no terminal positivo e outra no terminal negativo do conjunto, curto circuitando assim os

terminais);contudo, o uso do alicate amperímetro é mais conveniente e seguro.

Deve-se ainda usar um cabo com bitola apropriada e evitar centelhamento no mesmo da conexão do curto-circuito.

Cuidados especiais devem ser sempre tomadas ao abrir ou fechar circuitos de elevada corrente contínua, pois os arcos elétricos CC são difíceis de extinguir e podem causar serias queimaduras e/ou danos ao equipamento.

Como o valor da I_{sc} do gerador pode ser mais alto do que a capacidade do amperímetro, para evitar danos ao instrumento, recomenda-se estimar o valor da corrente máxima antes de realizar as medições. Isto pode ser feito multiplicando-se a I_{SC} informada pelo fabricante para cada um dos módulos, pelo número de fileiras de módulos conectadas em paralelo no sistema. Devem-se iniciar as medições com o amperímetro ajustado para sua mais alta faixa de operação e, gradualmente, ir reduzindo a escala.

5.3 Procedimentos de inspeção e manutenção corretiva de sistemas fotovoltaicos

A manutenção corretiva procura reparar defeitos ou falhas no SFV após a ocorrência dos mesmos, e tenta evitar que eles se repitam. A manutenção corretiva também inclui a substituição de peças e equipamentos com defeitos de fabricação. Antes de se iniciarem os trabalhos de reparação, deve-se verificar se os equipamentos que apresentam dano estão cobertos por garantia, que dever ser imediatamente acionada em caso positivo. Quando for o caso, deve ser realizado um orçamento relativo aos custos de reparação do sistema. Após a manutenção corretiva, devem ser realizados procedimentos de inspeção antes da colocação do sistema em operação.

Os procedimentos específicos e metodológicos aplicados durante a inspeção, muitas vezes auxiliam na identificação e solução de alguns problemas que ocorrem nos SFV's. Os Quadros a seguir apresentam vários desses problemas, indicando as possíveis causas e sugerindo ações corretivas necessárias. Inicialmente, deve ser realizada uma inspeção visual na instalação fotovoltaica, a fim de identificar alguma avaria no sistema.

Tabela 7 Quadro sobre manutenção corretiva no gerador fotovoltaico

Gerador fotovoltaico			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação corretiva
Nenhum fluxo de corrente de carregamento	Dispositivos de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores, etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado; conexões frouxas ou oxidadas	Baterias pouco carregadas ou com carregamento insuficiente: baixa tensão da barra CC	Fechar chaves, substituir fusíveis (determinar o motivo pelo qual os dispositivos de proteção, como fusíveis, disjuntores etc., estão abertos, danificados ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente); reparar ou substituir o cabeamento danificado. Apertar e limpar as conexões
	Módulos sombreados	Queda de tensão na saída do gerador	Remover causa do sombreamento
	Interconexão do gerador quebrado ou oxidados		Reparar as interconexões
	Díodos de bloqueio ou de desvio defeituosos		Substituir os díodos defeituosos

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

	Módulos danificados ou defeituosos		Substituir os módulos afetados
	Baixos níveis de irradiância solar disponíveis		Esperar por tempo ensolarado
	Módulos sujos		Limpar os módulos
	Orientação e/ou inclinação incorretas do gerador		Substituir o cabeamento subdimensionado
Baixa tensão no gerador	Cabeamento do gerador para o sistema de condicionamento de potência subdimensionado ou muito longo	Queda de tensão na saída do gerador	Substituir o cabeamento subdimensionado

Tabela 8 Quadro sobre manutenção corretiva no inversor

Inversor			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação corretiva
Nenhuma saída do inversor	Dispositivos de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores, etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado	Nenhum fluxo de energia através do inversor	Fechar chaves, substituir (determinar o motivo pelo qual os fusíveis ou os disjuntores estão abertos danificados, ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

			novamente); rearmar os disjuntores; reparar ou substituir o cabeamento danificado
	Baixa tensão CC no inversor		Permitir
	Temporizador demora para dar partida no inversor, quando em modo de espera		Esperar alguns segundos depois de dar partida nas cargas
	Desconexão do inversor por tensão elevada		Verificar a tensão máxima CC suportada pelo inversor, e substituí-lo caso esteja com problema
Aquecimento excessivo dos motores durante a operação		Queda de tensão na saída do gerador Queda de tensão na saída do gerador	
	Correntes excessivas exigidas pelas cargas	Tensão do inversor muito baixa para as cargas	Reduzir a potência das cargas ou substituir o inversor por outro de maior capacidade
	Uso de inversor de onda quadrada		Utilizar cargas CC ou substituir o

			inversor por outro com forma de onda senoidal
	Inversor defeituoso		Substituir o inversor
Motores operam com velocidade errada	Inversor não possui dispositivo para controle de frequência	Frequência na saída do inversor varia com a tensão da bateria	Substituir o inversor por um que possua dispositivo para controle de frequência
Atuação do circuito de proteção (disjuntor) do inversor	Cargas operam com surto de corrente muito elevado	Correntes excessivas exigidas pelas cargas	Reduzir a potência das cargas ou substituir o inversor por outro de maior capacidade

Para os demais componentes e acessórios de um SFV, tais como cabeamento, dispositivos de segurança e sistemas de aquisição de dados, se for verificado qualquer defeito que afete a operação e/ou monitorização do SFV, o componente deve ser imediatamente substituído.

Deve-se sempre documentar as manutenções realizadas, principalmente as manutenções corretivas. Relatórios de manutenção corretiva devem conter: descrição do problema encontrado, as etapas realizadas para identificação da causa do problema e os procedimentos de manutenção realizados para sanar o problema, além das respectivas datas e nomes dos responsáveis técnicos envolvidos.

Devem ser mencionados os manuais consultados, os instrumentos de testes utilizados e os valores das medidas efetuadas. É recomendável ainda que sejam descritas quais manutenções preventivas devem ser efetuadas para evitar a recorrência do problema. Esse relatório deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futuras manutenções

E importante ressaltar que antes de realizar manutenção em qualquer sistema de geração conectado à rede, deve-se desconectar o sistema da rede por meio do dispositivo de seccionamento ou de proteção. Este dispositivo de seccionamento não pode ser o DSV (Dispositivo de Seccionamento Visível), cujo acesso é restrito à distribuidora.

5.4 Verificações típicas de sistemas de microgeração conectados a rede

Tabela 9 Verificações típicas de sistemas de microgeração conectados a rede

Periodicidade	Equipamento	Verificação
Diário	Inversor	Se está em operação ou se existe mensagem de erro
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro das medições de energia e se estão de acordo com o esperado
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulos de sujeira, como folhas ou dejetos de pássaros. Removê-los com água (sem sabão)
A cada 6 meses	Caixa de junção	Se há insetos. Se há corrosão/humidade excessiva. Testar a continuidade dos fusíveis
	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operacional após tempestades com descargas.
	Cablagem	Se há isolamentos danificados, marcas chamuscadas provenientes

		de arcos elétricos, etc. Se as conexões estão boas
--	--	--

5.5 Equipe de operação e manutenção

Caso as atividades de operação e manutenção sejam feitas por equipa não especializada, o treinamento do supervisor de manutenção e dos demais encarregados é essencial, pois a reparação de possíveis falhas/colapsos deve ser feita tão rápida e eficientemente quando possível.

Recomenda-se que o responsável pelas atividades de operação e manutenção tenha habilidades tanto a nível funcional (executar por si mesmo as atividade de manutenção da central) quanto em relação à documentação (atualizar os registros de manutenção, de incidentes, etc e tratar a informação).

5.6 Gestão de estoque de peças de reposição e bens de consumo

Uma má gestão do estoque de peças de reposição pode significar dias completos de parada para um central FV. Por essa razão, é essencial ter sempre uma lista atualizada de todas as peças de reposição para a central, e assegurar que há quantidade suficiente de cada uma em estoque.

Também é importante estar atento para o estoque de bens de consumo, como óleo, tinta, etc.

5.7 Sistema de vigilância

A reparação ou substituição de equipamentos e outros possíveis problemas na central devido à ação de ladrões e vândalos pode significar um alto custo. Mesmo se a central FV contar com seguro, há perdas de produção, custo do trabalho para as reintegrações, etc. Isso significa que é importante procurar evitar, tanto quanto possível, esse tipo de incidente. Caso se verifique que esse tipo de serviço é um investimento necessário, pode-se optar por contratar vigilância com pessoal e/ou equipamento eletrônico (câmara, sensores de presença, etc).

5.8 Sistema de monitoramento

Um sistema de monitoramento bem implementado para a central pode significar grandes economias na manutenção corretiva, já que possíveis defeitos podem ser detetados a tempo de evitar falhas mais sérias.

5.9 Seguro

Também é importante contratar um seguro que cubra todos os efeitos decorrentes de eventos meteorológicos, roubo, ou possíveis danos devido a vandalismo.

5.10 Análise de dados de um sistema fotovoltaico

A avaliação de desempenho de um SFV pode ser feita adotando-se procedimentos para a aquisição e registro de dados operacionais do sistema. O ideal é que o procedimento de monitorização seja automático, associado à utilização de um sistema de telegestão para aquisição, armazenamento e transmissão de dados.

Os inversores instalados possuem um sistema de aquisição e armazenamentos de dados integrado, onde os parâmetros registrados podem ser coletados localmente, por exemplo, via interfaces (USB, interfaces próprias) de comunicação, ou podem ser transmitidos para um servidor ou computador remoto, via rede Wireless ou rede móvel, por exemplo. Assim, o usuário ou operador pode acompanhar o desempenho operacional dos componentes do SFV, com base no histórico dos parâmetros monitorados, ou mesmo em tempo real.

Basicamente, os parâmetros monitorados na maior parte das aplicações estão relacionados com a tensão, corrente, potencia ativa e energia ativa, tanto no lado CC quanto no lado CA. Quanto às variáveis climáticas monitoradas, geralmente são coletados, por meio de sensores apropriados, os valores de temperatura ambiente e/ou da superfície posterior do módulo fotovoltaico; irradiância no plano horizontal e/ou no plano inclinado do painel fotovoltaico.

Com a avaliação dos dados coletados pode-se verificar o funcionamento adequado do SFV ou ainda detetar alguma anomalia no funcionamento do sistema, podendo-se obter um indicativo de que está havendo, por exemplo, falha no inversor, falha na ligação entre cabeamento e conectores, falha de isolamento, defeito em fusíveis, chaves e disjuntores, falha no gerador fotovoltaico, etc.

VI. ESTUDO DA VIABILIDADE ENERGÉTICA

Em média cada módulo produz mensalmente 28,8 kWh a Energia Média Produzida Diária de um Modulo (EMPDM) é o quociente entre Energia Média Produzida por um Módulo Mensalmente (EMPMM) e o Número de Dias Mensal (NDM).

Tabela 10 Dados sobre energia produzida pelo Módulo (FONTE PRÓPRIA)

EMPMM (kWh)	NDM	EMPDM (kWh)
28,8041	30,4166667	0,9469842

Através da EMPDM podemos calcular a Potência do Módulo durante um dia que é o valor entre a EMPDM por 24h, ou seja um módulo trabalha em média com uma Potência Média (PM) = 39,46 W.

Sabendo que a Potência de pico (PP) do módulo escolhido é de 250 Wp pode-se calcular a eficiência real do módulo, que é o quociente entre PM e PP, ou seja trabalha com uma eficiência de 15,78 %, superior ao fornecido pelo fabricante (15,5%).

A energia produzida anualmente pelo módulo escolhido se obtém somando os 12 valores correspondente à energia produzida mensalmente enquanto que a energia produzida pela central fotovoltaica (EPAPCFV) é a energia produzida anualmente multiplicada pelo nº de módulos da central (60).

Tabela 11 Dados de produção anual (FONTE PRÓPRIA)

EPAPM (kWh)	EPAPCFV (kWh)
345,6492294	20738,95376

Estação de bombagem de Ponta do Sol

O consumo médio anual de energia na estação de bombagem de Ponta do Sol é de

43.458 kWh/ano. A instalação do sistema solar fotovoltaico de 15 kWp irá permitir uma redução média de cerca de 48% da fatura anual de eletricidade.

Tabela 12 Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal (FONTE PRÓPRIA).

Meses	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Total Diferença (kWh)
Jan	3.622	2.139	-1.482
Fev	3.622	1.468	-2.153
Mar	3.622	1.747	-1.875
Abr	3.622	1.731	-1.890
Mai	3.622	1.846	-1.776
Jun	3.622	1.738	-1.883
Jul	3.622	1.769	-1.852
Ago	3.622	1.961	-1.660
Set	3.622	1.698	-1.924
Out	3.622	1.920	-1.702
Nov	3.622	1.301	-2.320
Dez	3.622	1.420	-2.202
Total	43.458	20.739	-22.719

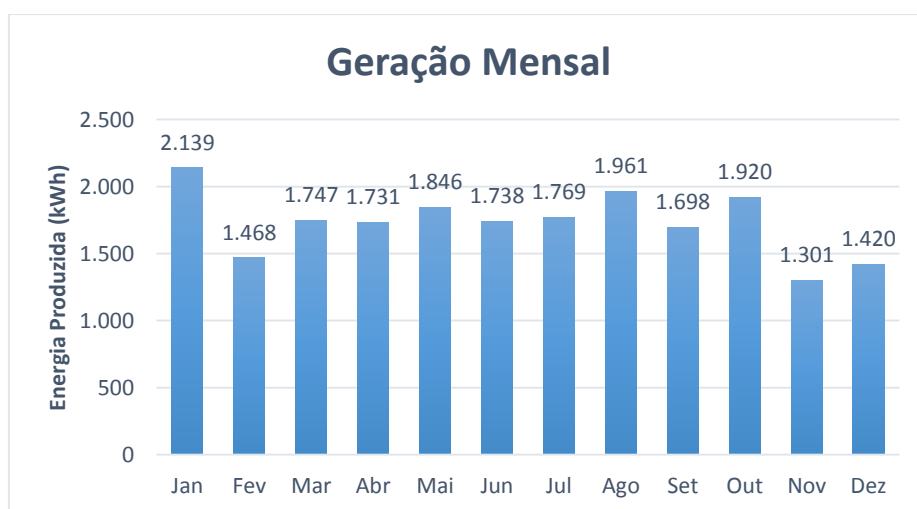


Figura 25 Geração de energia elétrica mensal (FONTE PRÓPRIA).

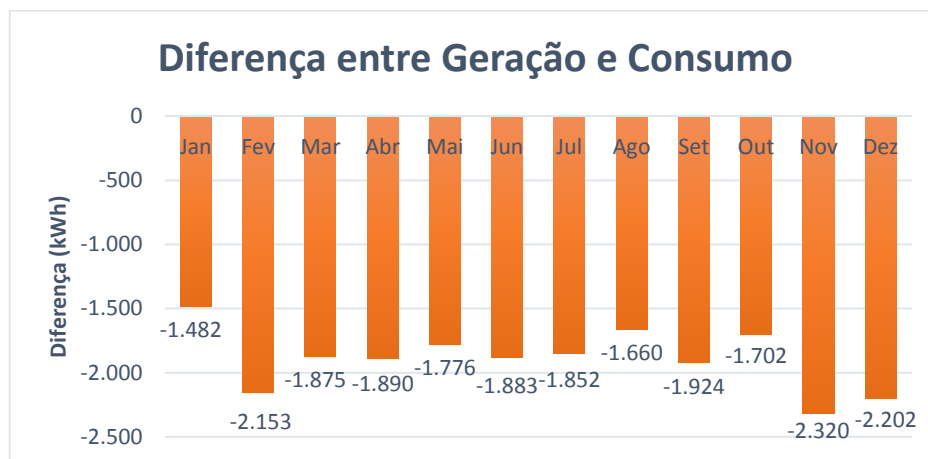


Figura 26 Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda (FONTE PRÓPRIA).

Estação de bombagem de Pedrene

No que se refere à estação de bombagem de Pedrene, o consumo atual situa-se em cerca de 39.937 kWh/ano. A instalação do sistema solar fotovoltaico de 15 kWp irá permitir uma redução média de cerca de 52% da fatura anual de eletricidade.

Tabela 13 Resultados do Sistema Fotovoltaico: Geração e Consumo Mensal (FONTE PRÓPRIA).

Meses	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Total Diferença (kWh)
Jan	3.328	2.139	-1.189
Fev	3.328	1.468	-1.860
Mar	3.328	1.747	-1.581
Abr	3.328	1.731	-1.597
Mai	3.328	1.846	-1.482
Jun	3.328	1.738	-1.590
Jul	3.328	1.769	-1.559
Ago	3.328	1.961	-1.367
Set	3.328	1.698	-1.630
Out	3.328	1.920	-1.408
Nov	3.328	1.301	-2.027

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

Dez	3.328	1.420	-1.908
Total	39.937	20.739	-19.198

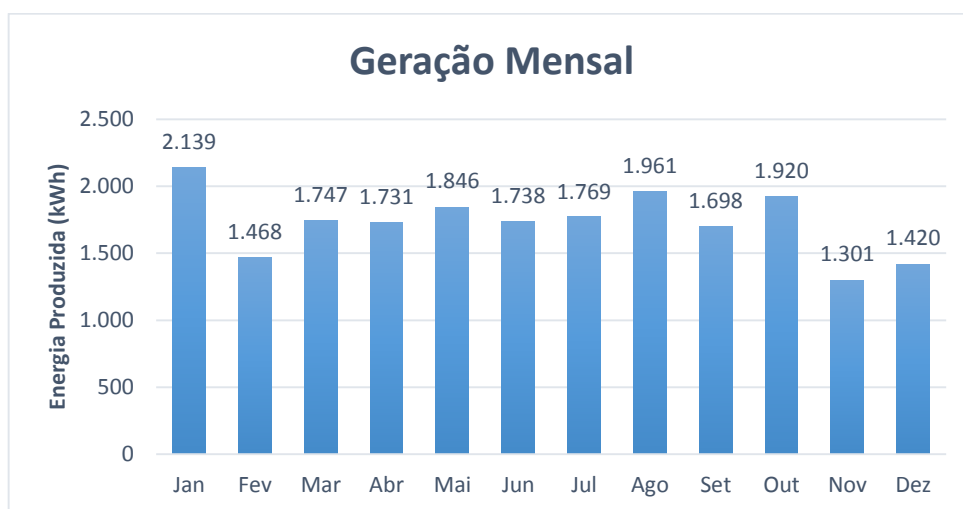


Figura 27 Geração de energia elétrica mensal (FONTE PRÓPRIA).

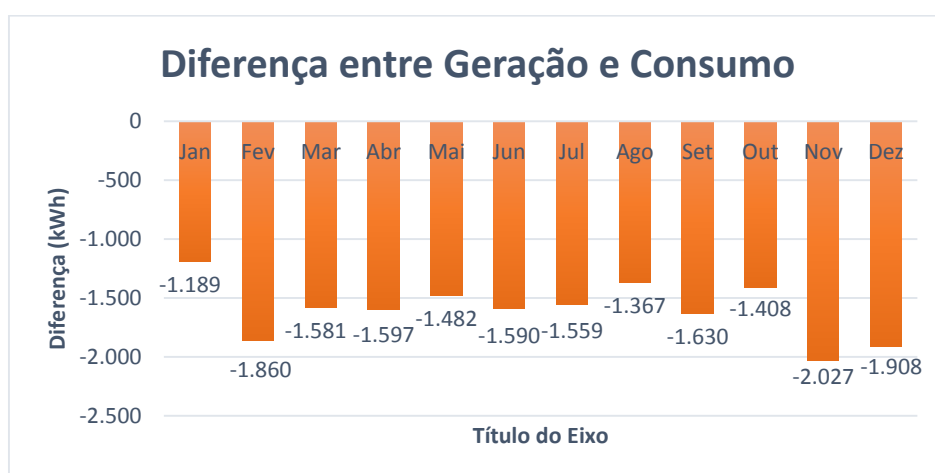


Figura 28 Compensação de Energia Elétrica: Diferença entre produção e demanda (FONTE PRÓPRIA).

VII. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA

Nesta fase de desenvolvimento do estudo foi efetuada uma avaliação económico-financeira muito preliminar dos sistemas propostos. Uma avaliação mais detalhada deverá ser elaborada numa fase posterior.

Como referiu-se anteriormente, o funcionamento atual das estações de bombagem vem representando um esforço financeiro enorme para a Câmara Municipal da Ribeira Grande, tendo em conta os limitados recursos do município e a tarifa de água praticada.

Num sistema fotovoltaico, os custos de investimento são normalmente referidos em €/Wp, (Watt pico, potência de pico valor que corresponde à máxima potência que o painel pode fornecer nas condições de referência (STC), $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $\theta=25 \text{ C}$). Deve-se determinar os custos de produção da energia elétrica gerada, uma vez que não existem custos adicionais com combustíveis, peças sobressalentes etc.

O desejado retorno do capital investido inicialmente tem uma influência decisiva no cálculo dos custos de produção de energia. Neste caso, são considerados os custos de investimento inicial C_{inv} , e determinar os custos durante o tempo de vida útil do sistema, custos de operação C_{op} , nomeadamente os custos operacionais, de manutenção (GREENPRO”, 2004).

Segundo International Energy Agency (IEA, 2016), Agencia Internacional de Energia e outras entidades da especialidade, assumem para sistemas fotovoltaicos ligados à rede, o custo em média é de cinco euros por cada Watt pico instalados (5€/Wp).

A potência total dos sistemas é de 30.000 Wp, multiplicando este valor por 5 € e pela taxa de câmbio (1€ “Euro” = 110.265\$00 “Escudos cabo-verdiano”) vem:

$$C_{inv} = 30000 \times 5\text{€} \times \frac{110,265}{1\text{€}}$$

$$C_{inv} = 16.539.750 \text{ ECV}$$

C_{inv} - custos de investimento inicial;

Os custos de operação e manutenção são normalmente de 1 ou 2 % do investimento total (inicial). Para esse projeto considera-se 1,4 % do investimento inicial.

$$C_{op} = C_{inv} \times 0,014$$

$$C_{op} = 16.539.750 \times 0,014$$

$$C_{op} = 231.557 \text{ ECV}$$

Antes da implementação de um projeto deve calcular-se o **VAL** (Valor Atual Líquido), o **TIR** (Taxa Interna de Rendibilidade) e o **PAY-BACK** (tempo de retorno do capital investido).

O VAL é um critério financeiro destinado a avaliar investimentos através da comparação entre o cash flows (fluxos financeiros) gerados por um projeto e o capital investido. O TIR é a taxa de atualização que anula o valor atual líquido, ou seja, é a taxa mais elevada a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento, sem perder dinheiro. PAY-BACK é o tempo do retorno do capital investido.

O consumo médio anual de energia na estação de bombagem de Ponta do Sol é de 43.458 kWh/ano, representando um esforço financeiro anual de cerca de 1.365.000 ECV considerando o preço 31.41 ECV/kWh. A instalação do sistema solar fotovoltaico de 15 kWp irá permitir uma redução média de cerca de 48% da fatura anual de eletricidade, reduzindo para valores na ordem dos 655.200 ECV/ano.

No que se refere à estação de bombagem de Pedrene, o consumo atual situa-se em cerca de 39.937 kWh/ano, representando um esforço financeiro para o município de cerca de 1.268.000 ECV anualmente considerando o preço 31.41 ECV/kWh. A instalação do sistema solar fotovoltaico de 15 kWp irá permitir uma redução média de cerca de 52% da fatura anual de eletricidade, reduzindo os pagamentos anuais de eletricidade para valores na ordem dos 659.360 ECV/ano.

A instalação dos dois sistemas fotovoltaicos irá assim representar um alívio para a

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

tesouraria do município na ordem dos 1.314.560 ECV por ano, com repercussão direta no funcionamento geral da instituição. O tempo de vida útil dos sistemas solares fotovoltaicos é de mais de 20 anos (25 anos), pelo que o impacto do projeto irá estender-se a longo prazo.

VIII. ESTUDO DOS IMPACTOS DO PROJECTO

A instalação de sistemas solares fotovoltaicos nas estações de bombagem de Ponta do Sol e de Pedrene irá contribuir, por um lado, para reduzir significativamente a fatura energética das referidas estações e consequentemente, o custo de água disponível para as populações, e por outro, irá contribuir também para a redução da emissão de Gases de Efeito de Estufa.

8.1 Impactos ambientais

- Redução das necessidades de eletricidade da rede para as estações de bombeamento em mais da metade.
- Efetivamente, tendo em conta o fator de emissão estabelecido para a ilha de Santo Antão ($0.70657 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}^2$) e a produção anual dos dois sistemas solares fotovoltaicos (41.478 kWh), estes irão contribuir para uma redução anual da emissão de gases com efeito de estufa em cerca de 29,3 tCO₂ / ano.

8.2 Impactos socioeconómicos

O projeto impactará diretamente a vida dos habitantes de Ribeira Grande, pois os custos da estação de bombeamento para fornecer água serão reduzidos em mais comparados aos custos operacionais atuais.

A instalação das duas centrais fotovoltaicas fornecerá a energia confiável e limpa que reduzirá a dependência da eletricidade da rede que é produzida a partir de combustíveis fósseis que têm preços variáveis ao longo do tempo.

Servirá também como um projeto de demonstração a ser replicado não apenas em outras comunidades, mas também em outras ilhas de Cabo Verde.

² Cape Verde standardized baseline for power sector (CDM), March 2016

IX. CONCLUSÕES

O bombeamento fotovoltaico já é uma opção economicamente competitiva para o abastecimento de água a populações localizadas em áreas remotas. Além da competitividade econômica, esta aplicação obteve grandes avanços tecnológicos nos últimos anos, sendo a aplicação que mais se desenvolveu no âmbito da utilização rural da tecnologia fotovoltaica.

Seguindo esta tendência, Cabo Verde pode contar um grande avanço em sistemas de bombeamento fotovoltaico e tem um potencial de utilização imensamente maior, tendo em vista a grande dispersão geográfica dos domicílios rurais incorrendo em déficit de abastecimento de água e de energia elétrica convencional.

É oportuno mencionar que as experiências de implementação desta tecnologia no país, apesar de escassamente analisadas e divulgadas, estão gerando resultados positivos.

Enfocando este trabalho o bombeamento de água com a tecnologia solar fotovoltaica, fez-se uma descrição pormenorizada dos componentes de um sistema típico de bombeamento, com a finalidade de propiciar um maior entendimento ao leitor, da tecnologia envolvida com esta opção.

Quanto ao dimensionamento, a escolha de uma metodologia simplificada teve como objetivo principal, torná-la acessível aos atores técnicos da extensão rural, os quais tem um papel fundamental na disseminação de novas tecnologias aplicadas ao campo. A metodologia de dimensionamento aplicada, apesar de simplificada, viabiliza a determinação de todos os componentes de um sistema de bombeamento.

A análise financeira feita para os casos específicos, proporciona informação para uma primeira aproximação e comparação dos custos de bombeamento para as opções consideradas, e mostra também de forma extensa, como os diversos parâmetros envolvidos interferem nos custos finais dos projetos. Ou seja, não pode-se dizer a simples vista que um sistema de bombeamento é mais apropriado do que o outro. Deve ser feito um estudo de todas as possibilidades e variáveis existentes, segundo as condições

específicas de cada local.

O consumo médio anual de energia das duas estações de bombagens de Ponta do Sol e Pedrene é de 83.395 kWh/ano, representando um esforço financeiro anual de cerca de 2.620.000 ECV considerando o preço 31.41 ECV/kWh. A instalação de dois sistemas solares fotovoltaicos de 15 kWp irá permitir uma redução média de cerca de 50% da fatura anual de eletricidade, reduzindo para valores na ordem dos 1.304.000 ECV/ano.

Basicamente conclui-se da análise realizada, que o potencial de utilização da tecnologia de bombeamento com energia solar fotovoltaica não é desprezível, que não é mais a “tecnologia do futuro”, mas que já pode, no momento atual, ter um papel relevante no suprimento de água de comunidades rurais espalhadas por todo país.

A localização exata de tal potencial é de difícil determinação com um estudo preliminar como este, no entanto, em função dos parâmetros utilizados, pode-se ter uma ideia aproximada, da opção mais indicada para as várias situações específicas.

O fracasso de projetos muitas vezes acontece, não somente por apresentarem problemas técnicos, mas pela falta de informação sobre a realidade económica e sociocultural dos usuários, pela dificuldade em avaliar a real necessidade e a própria viabilidade do projeto no contexto em que se encontra.

É muito importante a divulgação das dificuldades em termos da implementação e da sustentabilidade dos projetos a fim de que erros cometidos não voltem a ocorrer no futuro. A incorporação de um componente informativo e de treinamento dos usuários nos projetos, proporciona um salto qualitativo em relação a sua sustentabilidade e redução de fracassos. Além disso, os impactos sociais culturais e ambientais costumam ocorrer e, mesmo que sejam de difícil determinação, não devem ser ignorados mas sim, deve haver, por parte dos responsáveis pelo projeto, um esforço extra para que isto ocorra.

No que se refere a sustentabilidade económico-financeira do projeto, o mesmo deve estar inserido num arcabouço institucional no qual estejam respondidas perguntas tais como: Quem arca com os investimentos? Quem opera? Quem mantém? Quem repõe os

equipamentos? Estas perguntas também parecem óbvias, mas principalmente a manutenção e reposição dos equipamentos são questões muitas vezes não solucionadas.

Uma outra consideração a fazer está relacionada com os custos totais dos projetos, necessários para uma comparação real entre as opções envolvidas. Este é o caso do presente estudo, o qual somente englobou os custos dos equipamentos necessários. Deve-se ter presente também a economia de escala no que se refere aos custos com pessoal técnico envolvido. Estes custos não são lineares em função do tamanho do projeto, por isto, para que haja uma otimização dos custos, deve-se incluir mais esta variável nas análises, ou seja, definir qual o tamanho ideal de projeto para que seus custos sejam otimizados.

9.1 Perspetivas futura

Como trabalhos futuros sugere-se a produção de um manual acessível aos técnicos em extensão rural em geral, e ainda, uma avaliação detalhada da metodologia simplificada, comparando-a com métodos mais precisos já consagrados.

Esta divulgação poderia dar-se na forma de folhetos informativos, de manuais técnicos de dimensionamento e instalação, de fácil compreensão aos atores rurais envolvidos.

9.2 Recomendações

Apesar da parte tecnológica estar plenamente desenvolvida e consolidada, outros aspetos devem ser mais conhecidos, desenvolvidos e implementados, no sentido de otimizar a aplicação dos recursos, principalmente no que se refere a projetos sociais, e ainda promover a sustentabilidade dos mesmos. A preocupação vai no sentido de que grande parte dos projetos implementados por programas de desenvolvimento, tem tido muitas vezes como critério de decisão, o aspeto meramente político.

Outra sugestão vai no sentido de disseminar esta tecnologia em Cabo Verde, ou seja, desenvolver incentivos, os quais a tornem mais atrativa ao usuário em potencial.

Um tipo de incentivo seria a redução das taxas de juro aplicadas a financiamentos, uma vez que este tipo de redução beneficia principalmente investimentos que requerem alto capital inicial como é o caso da tecnologia fotovoltaica.

Outra forma de incentivo seria a adoção de políticas governamentais direccionadas à energização rural, uma vez que, pelo menos no momento atual, as concessionárias de energia elétrica tiveram uma desaceleração nos projetos da área rural em geral, e principalmente os projetos de geração autónoma de energia.

Este projeto não esgota a análise de viabilidade de sistemas de bombeamento com energia solar fotovoltaica, ao contrário, ressalta muitos aspetos que merecem ser desenvolvidos. A aplicação desta tecnologia em escala comercial é relativamente nova e existem muitos aspetos a serem desenvolvidos não só em Cabo verde, mas no mundo todo.

X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABINEE, 2012. *“Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”*. São Paulo.
- Castro, R. M. G. (2004) *"Introdução à energia fotovoltaica"*. Lisboa.
- CEPEL (2006) *"Energia solar-Princípios e aplicações"*. Rio de Janeiro.
- CEPEL (2007) *"Energias renováveis: contribuição para cenário de baixas emissões"*. Disponível em: www.cresesb.cepel.br (Consultado em: 17 março de 2018).
- CEPEL/CRESESB (2004) *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro.
- CEPEL/CRESESB (2014) *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro.
- DUFFIE, J. A. & BECKMAN, W. A. (2013) *Solar Engineering of Thermal Processes*.
- FALCÃO, A. F. O. (2008) *Energia Solar Movimento e posicionamento relativos Terra-Sol, Recursos Energéticos Renováveis*. Lisboa.
- FEDRIZZI, M. C. (1997) *Fornecimento de água com sistemas de bombeamento fotovoltaicos*. Universidade de São Paulo.
- FEDRIZZI, M. C. & SAUER, I. L. (2012) *‘Bombeamento solar fotovoltaico, histórico, características e projetos’*.
- JOHNSON, G. (2009) *‘Plugging Into the Sun’*. Disponível em: <https://www.nationalgeographic.com/magazine/2009/09/solar/> (Consultado em: 23 setembro de 2017).
- GREENPRO” (2004) *Energia Fotovoltaica-manual sobre tecnologiaas, projecto e instalação*.
- IEA (2016) *‘Tracking Clean Energy Progress 2016’*.
- JEAN, S. J. & BULOVIĆ, V. (2015) *‘Energy & Environmental Science’*
- MACKAY, D. J. C. (2013) *‘Solar energy in the context of energy use, energy transportation and energy storage’*,
- MORALES, L. (2011) *"A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades rurais"*. Universidade de São Paulo.
- VILELA, O. & FRAIDENRAICH, N. (1999) *‘Avanços em sistemas de abastecimento de água com bombeamento fotovoltaico para comunidades rurais’*.
- ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F., 2012.

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

“Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica”. São Paulo.

XI. ANEXOS

A. Informações do módulo utilizado

GreenTriplex PM060P00

Multi-Crystalline
Photovoltaic Module



Power Range
250 ~ 270 Wp



Highly Strengthened Design
Module complies with advanced loading tests to meet 5400 Pa loading requirements



IP-67 Rated Junction Box
Advanced water and dust proof level



Flammability Test
Low ignitability ensuring fire safety



Anti-Reflection Coated Glass
Anti-reflective surface enhances the power performance



PID-Free



Resistance to Salt Corrosion and Humidity
Module complies with IEC 61701: Salt Mist Corrosion Testing



Ammonia Test
Reliable in ammonia rich environment



B. Informações do inversor dimensionado STP 17000TL-10

1.1 Technical Data

SMA Solar Technology AG

1.1 Technical Data

DC Input

	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
Maximum DC power at $\cos \varphi = 1$	15,340 W	17,410 W
Maximum input voltage	1,000 V	1,000 V
MPP voltage range	360 V to 800 V	400 V to 800 V
Rated input voltage	600 V	600 V
Minimum input voltage	150 V	150 V
Initial input voltage	188 V	188 V
Maximum input current, input A	33 A	33 A
Maximum input current, input B	11 A	11 A
Maximum input current per string, input A*	40 A	40 A
Maximum input current per string, input B*	12.5 A	12.5 A
Maximum short-circuit current, input A**	50 A	50 A
Maximum short-circuit current, input B**	17 A	17 A
Maximum reverse current from the inverter in the system for max. 1 ms	0 A	0 A
Number of independent MPP inputs	2	2
Strings per MPP input, input A	5	5
Strings per MPP input, input B	1	1
Overvoltage category in accordance with IEC 60664-1	II	II

* To be observed in the event of a short circuit of the electronic string fuse.

** In accordance with IEC 62109-2: $I_{SC IV}$

AC Output

	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
Rated power at 230 V, 50 Hz	15,000 W	17,000 W
Maximum apparent AC power	15,000 VA	17,000 VA
Rated grid voltage	~3/N/PE, 230 V / 400 V	~3/N/PE, 230 V / 400 V
Nominal AC voltage	220 V, 230 V, 240 V	220 V, 230 V, 240 V
AC voltage range*	160 V to 280 V	160 V to 280 V
Nominal AC current at 230 V	21.7 A	24.6 A

	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
Maximum output current	24 A	24.6 A
Total harmonic distortion of the output current with total harmonic distortion of the AC voltage < 2%, and AC power > 50% of the rated power	≤3%	≤2.6%
Inrush current	< 20% of the nominal AC current for a maximum of 10 ms	< 20% of the nominal AC current for a maximum of 10 ms
Maximum output current under fault conditions	0.05 kA	0.05 kA
Rated power frequency	50 Hz	50 Hz
AC power frequency*	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Operating range at AC power frequency 50 Hz	44 Hz to 55 Hz	44 Hz to 55 Hz
Operating range at AC power frequency 60 Hz	54 Hz to 65 Hz	54 Hz to 65 Hz
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor $\cos \varphi$, adjustable	0 leading to 0 lagging	0 leading to 0 lagging
Feed-in phases	3	3
Connection phases	3	3
Overvoltage category in accordance with IEC 60664-1	III	III

* depending on the configured country data set

Protective Devices

DC reverse polarity protection	Short-circuit diode, electronic string fuse
Protection against reverse currents	Electronic string fuse
Input-side disconnection point	Electronic Solar Switch, SUNCLIX DC connector
DC overvoltage protection	Thermally monitored varistors or surge arresters type II (optional)
AC short-circuit current capability	Current control
Grid monitoring	SMA Grid Guard 4
Maximum permissible fuse protection	50 A
Ground-fault monitoring for STP 15000TL-10	Insulation monitoring: $R_{iso} > 366.3 \text{ k}\Omega$

C. Quadro DC a ser utilizados



Figura 29 Quadro DC

PV DC 2INx2 2SW 2MPPT 2SPD CG 1000V

Datos técnicos

Dimensiones

Anchura	360 mm	Altura	360 mm
Profundidad	171 mm	Peso neto	5.780 g

Caja

Tipo de montaje	Montaje en pared. Pestañas de montaje	Tipo de protección	IP44
-----------------	--	--------------------	------

Entradas DC

Conexión cable de entrada DC (+)	WDU 10 (1,5 - 16 mm ²)	Conexión cable de entrada DC (-)	WDU 10 (1,5 - 16 mm ²)
Fusible	ni tapón ni soporte de fusibles	Número de entradas DC	2+2 (para inversor con 2 MPPT), positivo y negativo = una entrada
Tipo de conexión cable de entrada DC	Prensaestopas M16, IP67, Ø: 5-10 mm		

Normas y estándares

Normas	DIN EN 61439-2, Class II
--------	--------------------------

Propiedades eléctricas DC

Corriente de entrada	10 A DC, por entrada	Potencia de conmutación AC	2 x 32 A (DC21B 1000 V)
Protector de sobretensión lado DC	PU II 2+1 1000 V/ 40 kA, sin contacto auxiliar	Tensión nominal	1.000 V
Toma de tierra	fluído positivo y negativo, DC		

Salidas DC

Conexión cable de salida DC	WDU 16 (1,5 - 16 mm ²)	El interruptor de carga tiene contacto auxiliar	No
Número de salidas DC	1+1 (para inversor con 2 MPPT), positivo y negativo = una entrada	Tipo de conexión cable de salida DC	Prensaestopas M20, IP67, Ø: 6-12 mm

Clasificaciones

eClass 6.0	27-14-02-01	eClass 7.0	27-14-02-01
------------	-------------	------------	-------------

Instalação de sistema fotovoltaico para bombagem de água de abastecimento/redução dos custos energéticos convencionais altíssimos

D. Sistema de monitorização e controle



Figura 30 Sensor Box



Figura 31 Remote controle



Figura 32 WebBox

E. Quadro modulares a ser utilizados

NORMAFIX

Quadros Modulares

Distribuição Secundária

Descrição

Quadros modulares com isolamento no ar para colocação em redes de média tensão bem como nas mais variadas indústrias e aplicações, que lhe conferem uma elevada versatilidade no momento da configuração personalizada em função do projecto. As celas são totalmente concebidas em chapa de aço, estruturadas em unidades modulares e equipadas com diversas funções como sejam a inclusão de interruptores e disjuntores e a sua construção modular permite a incorporação de várias opções e esquema eléctrico.

Este produto está disponível para tensões até 36 kV, adaptado aos mercados de qualquer área geográfica. As suas aplicações na distribuição secundária vão desde a produção de energia (eólica, fotovoltaica, entre outras) até às redes de distribuição de energia eléctrica públicas e privadas (indústria, serviços e outras aplicações).

Características

- Quadro modular de isolamento no ar;
- Equipado com interruptor seccionador de corte em SF₆;
- Equipado com disjuntor de vácuo ou de SF₆;
- Construção modular;
- Simplicidade de instalação e de extensão;
- Desenvolvido de acordo com a Norma Internacional IEC 62271-200;
- Resistente ao arco interno;
- Vida eléctrica e mecânica acrescidas (classe E3 M2);
- Possibilidade de análise termográfica (opção).

Características eléctricas

	12 kV	17.5 kV	24 kV	36 kV
Tensão nominal	12 kV	17.5 kV	24 kV	36 kV
Nível de isolamento				
Ao choque (1,2 / 50 µs)	75 kVp	95 kVp	125 kVp	170 kVp
Frequência industrial	28 kV / min	38 kV / min	50 kV / min	70 kV / min
Corrente nominal	630 A			
Corrente de curta duração admissível	16 kA (3 s); 20 kA (1 s)			

Dimensões mm

	12 kV / 17.5 kV	24 kV / 36 kV
Altura	1575	2010
Profundidade	860	1155
Largura	375 / 500 / 750 / 1000	600 / 1200

Nota: Dimensões apenas para referência.

Funções Típicas

IS

DB

CIS

SBM

TT

CD



NE

TA

RH

SC

DC

Código de rastreio interno: 00000000000000000000

F. Transformador a ser utilizado

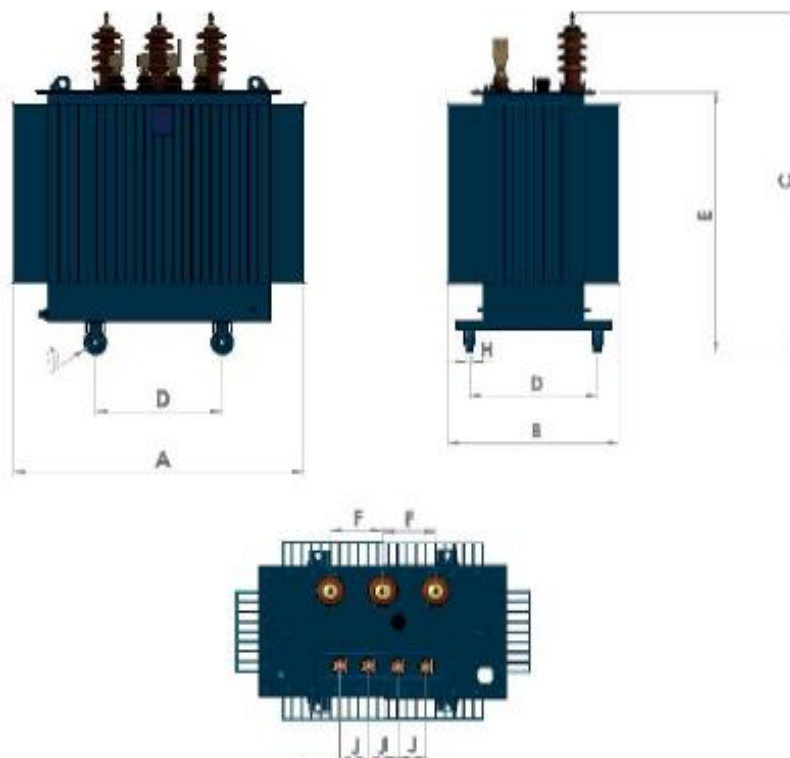
Transformadores sumergidos en líquidos dieléctricos

Dielectric liquid immersed transformers / Transformateurs immergés dans du liquide diélectrique

Reglamento (UE) N° 548/2014

Dimensiones y pesos Um ≤ 24kV

Dimensions and weights Um ≤ 24kV / Dimensions et poids Um ≤ 24kV



Potencia / Power / Puissance (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A	990	1090	1100	1340	1520	1560	1740	1840	1880	2000	2080	2340
B	630	690	780	840	880	940	1040	1180	1160	1020	1060	1280
C	1390	1430	1450	1460	1550	1640	1660	1790	1780	2260	2210	2510
D	520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
E	1010	1050	1070	1080	1170	1260	1280	1410	1400	1880	1830	2130
F	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
ø	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
H	40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
J	80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
Peso total / Total weight / Poids total (kg)	660	930	1030	1490	1800	2200	2780	3100	3950	5000	5700	7400
Volumen líquido / Liquid volume / Volume liquide (l)	180	240	330	350	360	420	560	590	820	1060	1275	1650

NOTA: Las dimensiones y pesos pueden ser cambiados por el fabricante sin previo aviso. Otras dimensiones bajo pedido. NOTE: Dimensions and weights can be changed by the manufacturer without noticed. Other dimensions on request. NOTE: Dimensions et poids sont sujets à changement sans préavis. Autres dimensions sur demande.

NOTA: Por favor, contacte con Laybox para características eléctricas y dimensiones superiores a 2500 kVA. NOTE: Please contact Laybox for electrical characteristics and dimensions above 2500 kVA. NOTE: S'il vous plaît contacter Laybox pour les caractéristiques électriques et les dimensions supérieures à 2500 kVA.

G. Esquema final do sistema dimensionado

